

The background of the cover is a photograph of a high-voltage electricity pylon. The pylon is a lattice structure, with the lower half painted red and the upper half white. It is surrounded by several high-voltage power lines that stretch across the frame. The scene is set in a flat, open landscape under a clear blue sky. The image is divided into several geometric sections by white diagonal lines. The text is placed within these sections: the company name at the top left, and the report title and year in blue boxes on the right side.

CNTEE TRANSELECTRICA

Raport

Annual

2025



Raport Anual al Administratorilor

Situații financiare separate

Raport Sustenabilitate

Raport Anual Consolidat

Situații financiare consolidate OMFP

Situații financiare consolidate IFRS



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

The National Power Grid Company Transelectrica
 2-4 Olteni Street Bucharest, District 3, 030786, Romania
 Trade Register Number J2000008060404, Single Registration Code 13328043
 Phone +4021 270 04 53, Fax +4021 303 56 10
 Share capital subscribed and paid: 733.031.420 lei www.transelectrica.ro

Către: Bursa de Valori București – Departament Operațiuni Emitenți Piețe Reglementate
Autoritatea de Supraveghere Financiară - Direcția Generală Supraveghere - Direcția Emitenți

Comunicat conform prevederilor Legii 24/2017, Regulamentului ASF nr. 5/2018 și ale Codului BVB

Data raportului: **26 martie 2026**

Denumirea entității emitente: **CNTEE TRANSELECTRICA SA, Societate Administrată în Sistem Dualist**

Sediul social: București, Str. Olteni nr. 2-4, sector 3

Număr de telefon/fax: 021 30 35 611/021 30 35 610

Codul unic de înregistrare: 13328043

Număr de ordine în Registrul Comerțului: J2000008060404

Capital social subscris și vărsat: 733.031.420 RON

Codul LEI: 2549000LXCOUQC90M036

Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise: Bursa de Valori București

*Începând cu data de **26 martie 2026**, Situațiile financiare separate și consolidate pentru anul 2025, inclusiv Rapoartele anuale aferente anului 2025, cât și Rapoartele auditorului financiar, vor putea fi accesate în format electronic, Raport Financiar Anual ESEF pe pagina de internet a Companiei, www.transelectrica.ro, în secțiunea Relații Investitori-Raportări Periodice și vor face parte din lista materialelor introduse pe ordinea de zi a Adunării generale ordinare anuale a acționarilor, convocată pentru data de **29(30) aprilie 2026**.*

Rezumat al rezultatelor financiare aferente anului 2025

Anul 2025 s-a desfășurat într-un context energetic caracterizat de transformări accelerate și cerințe de reglementare tot mai complexe, pe fondul tranziției către un sistem energetic decarbonizat și interconectat la nivel european. În acest cadru, Transelectrica și-a îndeplinit cu responsabilitate rolul de unic Operator de Transport și Sistem al energiei electrice din România, asigurând funcționarea sigură, stabilă și echilibrată a Sistemului Electroenergetic Național.

În linie cu obiectivele strategice ale Companiei, Transelectrica a continuat să acorde prioritate dezvoltării și modernizării Rețelei Electrice de Transport, cu accent pe integrarea surselor regenerabile, creșterea capacității de evacuare a noilor producători din surse regenerabile, în mod special, și adaptarea infrastructurii la noile profile de consum. Aceste direcții de acțiune sunt esențiale pentru susținerea securității energetice, a stabilității sistemului și a dezvoltării economice pe termen lung.

Astfel, pe parcursul anului 2025, ținând cont de Reglementările legislative europene și naționale privind piața de energie electrică în conjunctura actuală de pe piața de energie electrică, Compania a înregistrat venituri totale operaționale în cuantum de 5.573 mil. lei comparativ cu anul precedent când s-au înregistrat venituri totale operaționale de 7.879 mil. lei.

Nr.crt.	Venituri operaționale	U.M.	2025	2024
	Venituri totale Companie	<i>[mil lei]</i>	5.573	7.879
1	Venituri activitati cu profit permis, din care principalele elemente:	<i>[mil lei]</i>	2.333	2.343
	<i>Venit tarif reglementat transport</i>	<i>[mil lei]</i>	1.855	1.619
	<i>Venituri interconexiune</i>	<i>[mil lei]</i>	337	282
	<i>Alte venituri (capitalizarea CPT)</i>	<i>[mil lei]</i>	1	102
2	Venituri activități zero profit	<i>[mil lei]</i>	3.240	5.537

În cadrul segmentului activităților cu profit permis comparativ cu anul precedent, Compania a înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 463 mil lei la 31 decembrie 2025, dar în scădere față de rezultatul în sumă de 531 mil lei realizat la 31 decembrie 2024, în contextul în care veniturile operaționale au fost diminuate cu 0,4% (-10 mil lei), iar cheltuielile operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu 3% (+58 mil lei).

Veniturile din interconexiune au înregistrat o creștere de 55 mil lei respectiv de la 282 mil lei în anul 2024 la 337 mil lei în anul 2025, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică. Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

În anul 2025, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (45,8 mil lei) mai mici comparativ cu perioada similară a anului 2024 (95,5 mil lei), respectiv -49,6 mil lei.

Creșterea cheltuielilor operaționale, inclusiv amortizarea cu 58 mil lei (1.870 mil lei la 31 decembrie 2025 față de 1.812 mil lei la 31 decembrie 2024), a fost influențată în principal de creșterea cheltuielilor cu mentenanța, a celor cu personalul și altor costuri (în principal cheltuieli cu impozite și taxe +27 mil lei).

Eliminarea mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) cu preț reglementat de la 1 aprilie 2024, precum și eliminarea schemelor de plafonare a prețurilor la energia electrică și gaze începând cu 1 iulie 2025 au condus la creșteri ale prețului pe piețele pe termen scurt.

Segmentul activităților zero-profit a înregistrat un rezultat negativ la 31 decembrie 2025 (-142 mil lei), comparativ cu rezultatul pozitiv realizat la 31 decembrie 2024 (+48 mil lei). Veniturile activității zero profit au înregistrat o scădere semnificativă determinată în principal de diminuarea veniturilor pe piața de echilibrare (-2.290 mil lei) datorită prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, a tarifului aprobat de ANRE pentru serviciile de sistem comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul scăderii cantității cu 0,2%.

Piața de echilibrare este folosită de Transelectrica pentru asigurarea echilibrării în timp real a consumului cu producția, pentru garantarea funcționării sigure și stabile a SEN și pentru administrarea oricărei restricții din cadrul SEN..

Indicatori	U.M.	2025	2024	Δ
Financiar				
Cantitate tarifată	[TWh]	51,73	51,82	▼ 0,2%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri totale operaționale	[mil lei]	2.333	2.343	▼ 0,4%
Tarif mediu transport (realizat)	[lei/MWh]	31,25	30,65	▲ 2%
Venituri din transport și alte activități pe piața de energie	[mil lei]	2.273	2.087	▲ 9%
EBITDA	[mil lei]	852	888	▲ 4%
Amortizare	[mil lei]	(389)	(356)	▼ 9%
EBIT	[mil lei]	463	531	▼ 13%
ACTIVITĂȚI PROFIT ZERO				
EBIT	[mil lei]	(142)	48	▼ n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI PROFIT ZERO)				
EBIT	[mil lei]	321	579	▼ 44%
Profit net	[mil lei]	360	586	▼ 39%
Operațional				
Consum intern net	[TWh]	53,2	53,5	▼ 1%
Producție netă internă	[TWh]	49,5	50,6	▼ 2%
Import net	[TWh]	3,7	2,9	▲ 28%

* +Venituri, impact pozitiv în rezultat (▲), +Cheltuieli, impact negativ în rezultat (▼)

Rezultatul net al Companiei **pentru toate activitățile (cu profit permis și zero profit)** este de **360 mil lei** în scădere cu 214 mil lei (comparativ cu anul 2024 când acesta a fost de în sumă de 586 mil lei), în principal datorită impactului generat de rezultatul activităților zero profit, în contextul în care rezultatul activităților cu profit permis a fost diminuat în principal de scăderea cu 196 mil lei a componentei „Alte venituri”, de ex. venituri conjuncturale care nu s-au mai regăsit în anul 2025 (venituri din ajutoare de avarie și litigiul câștigat cu ANAF în anul 2024 în cuantum de 95 mil lei, etc)

Față de anul 2024, s-a înregistrat o creștere de 31% a schimburilor comerciale la import și de 33% a schimburilor comerciale la export, respectiv o scădere de 27% a energiei tranzitate, pe fondul unui consum intern de energie electrică la nivelul SEN mai redus față de perioada similară de anul trecut și în condițiile variațiilor de hidraulicitate din această perioadă (comparativ cu anul trecut, s-au înregistrat valori mult mai scăzute în luna iulie 2025 și în a doua jumătate a lunii septembrie și mai mari în cursul lunii august 2025).

La nivelul întregului an 2025 CPT-ul în RET a fost mai mic cu 6,9% comparativ cu anul 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai favorabile din lunile ianuarie, februarie, aprilie, iunie septembrie și decembrie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Gradul de realizare a programului anual de investiții la 31 decembrie 2025 este de 104,9% față de Programul Anual de Investiții 2025 aprobat AGA de 96,5% față de Programul Anual de Investiții 2025 Revizia A6 la Total General și de 96,9% la categoria Cheltuieli proprii Companiei (în condițiile în care valoarea aprobată pentru cheltuieli de investiții proprii Companiei a rămas nemodificată în PAI Revizia A6 față de PAI aprobat AGA).

Categorii de cheltuieli		Programat 2025* (mil lei)	Realizat 2025 (mil lei)	Realizat 2024 (mil lei)
Total general (A+B)		715,89	691,05	665,70
A	Cheltuieli proprii Companiei	613,00	594,22	619,06
I	Investiții în continuare	554,89	538,24	597,85
II	Investiții noi	17,25	16,51	5,46
III	Alte cheltuieli de investiții	40,86	39,47	15,75
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	102,89	96,82	46,64

(*)PAI 2025 rev.A6

Situațiile financiare separate și consolidate la data de 31 decembrie 2025, cât și Rapoartele anuale cu privire la activitatea Companiei din perioada ianuarie-decembrie 2025 sunt disponibile începând cu data de 26 martie 2026, după cum urmează:

- online, pe website-ul www.transelectrica.ro, secțiunea Relații Investitori Raportări Periodice / Rapoarte, respectiv <https://www.transelectrica.ro/web/tel/aga> ;

- la sediul Companiei: str. Olteni nr. 2-4, sector 3, București.

Pentru a asigura conformitatea cu cerințele Regulamentului delegat (UE) 2019/815 al Comisiei din 17 decembrie 2018, care completează Directiva 2004/109/CE a Parlamentului European și a Consiliului în privința standardelor tehnice de reglementare privind specificarea unui format unic de raportare electronică cu modificările ulterioare, este disponibil și Raportul financiar anual în format ESEF.

Raportul financiar anual care cuprinde Raportul Administratorilor, Situațiile financiare separate, Raportul de Sustenabilitate, Raportul consolidat, Situațiile financiare consolidate OMFP, Situații financiare consolidate IFRS, a fost pregătit în format xHTML (Extensible Hypertext Markup Language). Situațiile financiare consolidate IFRS incluse în Raportul financiar anual au fost marcate și etichetate folosind limbaj de marcare iXBRL (Inline Extensible Business Reporting Language) și taxonomia IFRS.

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

We lead the power
CNTEE TRANSELECTRICA SA

**Raport Anual al
Administratorilor 2025**



RAPORT ANUAL

CNTEE "TRANSELECTRICA" SA

asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 și elaborat în conformitate cu Legea nr. 24/2017 actualizată privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piața și Anexa 15 din Regulamentul nr. 5/2018 emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară (ASF), pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025

Data raportului:	18 martie 2026												
Denumirea emitentului:	CNTEE TRANSELECTRICA SA, societate administrată în sistem dualist												
Sediul social:	București, Str. Olteni nr. 2 - 4, sector 3, cod poștal 030786												
Număr de telefon/ fax:	021 303 5611/ 021 303 5610												
Cod unic la ORC:	13328043												
Număr de ordine în RC:	J2000008060404												
Cod LEI (Legal Entity Identifier)	254900OLXOUQC90M036												
Data înființării Companiei	31.07.2000/ OUG 627												
Capital social:	733.031.420 lei, subscris și vărsat												
Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise:	Bursa de Valori București <table><tr><td>Simbol:</td><td>TEL</td></tr><tr><td>ISIN:</td><td>ROTSSELACNOR9</td></tr><tr><td>Tip:</td><td>Acțiuni</td></tr><tr><td>Segment:</td><td>Principal</td></tr><tr><td>Categorie:</td><td>Premium</td></tr><tr><td>Stare:</td><td>Tranzactionabila</td></tr></table>	Simbol:	TEL	ISIN:	ROTSSELACNOR9	Tip:	Acțiuni	Segment:	Principal	Categorie:	Premium	Stare:	Tranzactionabila
Simbol:	TEL												
ISIN:	ROTSSELACNOR9												
Tip:	Acțiuni												
Segment:	Principal												
Categorie:	Premium												
Stare:	Tranzactionabila												
Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise:	73.303.142 acțiuni cu o valoare nominală de 10 lei/ acțiune, acțiuni în formă dematerializată, nominative, ordinare, indivizibile, liber tranzacționabile de la 29.08.2006 sub simbolul TEL												
Valoarea de piață totală:	5.497.735.650 lei (75,00 lei/acțiune la 30.12.2025)												
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară												
Auditarea:	Situațiile financiare separate întocmite la data de 31.12.2025 sunt auditate												

Cuprins

Mesajul Consiliului de Supraveghere	2
Consiliul de Supraveghere	4
Declarația Consiliului de Supraveghere	8
Mesajul Directoratului	9
Directoratul	11
Modificări în cadrul Directoratului Transelectrica	13
Cifre cheie	15
Evenimente importante	16
Raport Management.....	17
Raport Management.....	17
1. Modelul de afacere	18
1.1. Poziționare în piața energiei electrice	18
1.2. Portofoliul de activități și modelul de tarificare	20
2. Structura Organizatorică	22
Participații TEL.....	22
3. Transelectrica pe piața de capital	25
3.1. Structura acționariatului.....	25
3.2. Evoluție preț acțiune	25
3.3. Dividende	27
3.4. Rating	27
3.5. Relația cu investitorii și părțile interesate	28
4. Managementul riscului	30
4.1. Politica privind managementul riscului	30
4.2. Obiectivele Transelectrica privind managementul riscului	31
4.3. Principalele riscuri identificate	31
5. Resurse umane	38
5.1. Instruire profesională	41
5.2. Reprezentare sindicală.....	41
5.3. Responsabilitatea față de angajați	42
6. Activitatea de cercetare și inovare	44
7. Perspective și provocări	50
Raport Operațional	53
8. Date operaționale.....	54
8.1. Configurarea rețelei	54
8.2. Date operaționale selectate	56
9. Dezvoltarea RET	65
9.1. Programul anual de investiții	73
9.2. Activitatea privind achizițiile sectoriale	81
9.3. Fonduri europene	82

9.4.	Calitatea serviciilor de transport și de sistem furnizate	86
9.5.	Mentenanță	88
10.	Proiecte europene, platforme, afilieri	92
10.1.	Proiecte europene	92
10.2.	Platforme	99
10.3.	Afilieri	101
	Raport Financiar	104
11.	Rezultate financiare separate 2025	105
11.1.	Contul separat de profit și pierdere	107
11.2.	Bilanț – poziția financiară	114
12.	Tarife reglementate pentru transportul energiei electrice	122
13.	Litigii	127
	Raport Guvernanță corporativă și responsabilitate socială.....	101
14.	Guvernanță corporativă	133
15.	Responsabilitate Socială Corporativă	152
	Anexa 1 - Acte constitutive modificate în anul 2025	161
	Anexa 2 - Actele de numire/revocare emise în anul 2025	161
	Anexa 3 - Contracte importante încheiate de societate în anul 2025	161
	Anexa 4 - Lista filialelor Transelectrica	165
	Anexa 5 - Tranzacții semnificative	165
	Anexa 6 - Litigii	166
	Anexa 7 - Glosar de termeni	180

Figura 1: Structura organizatorică	4
Figura 2: Lanțul valoric al energiei electrice	18
Figura 3: Rețeaua Electrică de Transport	19
Figura 4: Portofoliul de activități	20
Figura 5: Evoluția structurii acționariatului 2025-2024	25
Figura 6: Evoluție preț acțiune TEL 2025	26
Figura 7: TEL vs indici BVB 2025	26
Figura 8: ROBOR 1M, 3M, 6M Ianuarie-Decembrie 2025	33
Figura 9: Evoluție curs valutar 2025	34
Figura 10: Structura personalului în funcție de sex 2025	39
Figura 11: Număr angajați în funcție de grupele de vechime 2025	39
Figura 12: Structura personalului în funcție de vârstă 2025	40
Figura 13: Distribuție participări la cursuri, pe domenii	41
Figura 14: Harta capacității de racordare la RET	54
Figura 15: Balanța Energetică (TWh)	57
Figura 16: Mixul producției 2025 – 2023 (TWh)	58
Figura 17: Putere instalată 2025 (19.368 MWh val. brută)	58
Figura 18: Consum mediu net lunar (MWh/h)	58
Figura 19: Consum maxim orar net (MWh/h)	58
Figura 20: Fluxuri fizice transfrontaliere (GWh)	59
Figura 21: Fluxuri comerciale cross-border (GWh)	59
Figura 22: Grad de utilizare a capacității total alocate (%)	60
Figura 23: Evoluția CPT raportat la energia intrată în RET	61
Figura 24: Evoluția lunară a CPT în anul 2025	63
Figura 25: Necesități dezvoltare RET 2024-2033	68
Figura 26: Configurația celor 11 RCC propuse de ENTSO-E	93
Figura 27: Rezultatul net (mil. lei)	105
Figura 28: Venituri și Cheltuieli din activități cu profit permis (mil. lei)	109
Figura 29: Mixul de achiziție CPT în funcție de cantitățile cumpărate de pe piețe (GWh)	110
Figura 30: Preț mediu total (net) CPT pe piețe (lei/MWh)	110
Figura 31: Rezultate din activități zero-profit (mil. lei)	113
Figura 32: Rezultate financiare (mil. lei)	114
Figura 33: Valoarea mijloacelor fixe intrate în contabilitate (fără TVA, mil. lei)	115
Figura 34: Structura Consiliului de Supraveghere la 31 decembrie 2025	134
Figura 35: Politica CSR – dialog cu părți interesate	152

Tabel 1: Acțiuni Free Float	25
Tabel 2: Informații bursiere 2025 -2023	26
Tabel 3: Rating Transelectrica	27
Tabel 4: Structura datoriei pe termen lung *	35
Tabel 5: Numărul angajaților	39
Tabel 6: Număr personal după studii	39
Tabel 7: Structura personalului pe categorii	39
Tabel 8: Structura salariilor pe vechime în muncă	40
Tabel 9: Structura salariilor pe vechime în cadrul Companiei	40
Tabel 10: Structura salariilor pe categorii de vârstă	40
Tabel 11: Volumul capacităților energetice	55
Tabel 12: Balanța energetică	57
Tabel 13: Mixul producției de energie electrică netă	57
Tabel 14: Putere instalată (valori brute)	58
Tabel 15: Consum maxim	59
Tabel 16: Interconexiuni transfrontaliere (utilizare capacitate totală alocată %)	59
Tabel 17: Evoluție CPT	60
Tabel 18: Valoarea investițiilor realizate în 2025-2023	73
Tabel 19: Principalele Proiecte majore cu PIF (final și de etapă) realizate în anul 2025	77
Tabel 21 Proiecte finanțate din fonduri europene	82
Tabel 22: Indicatori pentru activitatea de gestionare/ exploatare RET	87
Tabel 23: Indicatori de continuitate a serviciului de transport	87
Tabel 24: Tipuri de mentenanță a RET (mil lei)	90
Tabel 25: Proiectul de cercetare-inovare finanțate din programul „Horizon Europe”	97
Tabel 26: Venituri din activitățile cu profit permis	107
Tabel 27: Costuri din activitățile cu profit permis	109
Tabel 28: Sinteza veniturilor din activități zero-profit	111
Tabel 29: Sinteza cheltuielilor din activități zero-profit	112
Tabel 30: Evoluția cursului de schimb valutar la 31 decembrie	113
Tabel 31: Fluxul de numerar	120
Tabel 32: Indicatorii economico-financiar conform Regulamentului 5/2018 ASF	120
Tabel 33: Indicatori de performanță - Plan de administrare, conform AGA nr.13/22.12.2025	121
Tabel 34: Tarif transport	123
Tabel 35: Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)	123
Tabel 36: Tarif de extracție a energiei electrice din rețeaua de transport (TL)	123
Tabel 37: Valorile planurilor de investiții anuale, perioada a V-a de reglementare, defalcate pe surse de finanțare	124
Tabel 38: Suprafața ocupată de linii și stații electrice	157
Tabel 39: Gestionarea deșeurilor	158

**RAPORTUL
STRUCTURILOR
DE CONDUCERE**

2025

Mesajul Consiliului de Supraveghere

Stimați acționari,

Stimați investitori,

Anul 2025 a reprezentat un reper semnificativ în evoluția Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, marcând 25 de ani de activitate dedicată asigurării siguranței și continuității Sistemului Electroenergetic Național. De-a lungul acestui parcurs, Transelectrica și-a consolidat poziția de strategică în sectorul energetic românesc, acționând cu responsabilitate și profesionalism.

Performanțele obținute în această perioadă reflectă competența și angajamentul specialiștilor Companiei, precum și o viziune orientată către investiții sustenabile și dezvoltare pe termen lung.

Într-un mediu energetic marcat de tranziția către surse curate, de presiuni crescute asupra infrastructurii și de o complexitate operațională tot mai ridicată, Transelectrica și-a îndeplinit constant misiunea fundamentală de operator de transport și de sistem, asigurând funcționarea sigură, stabilă și echilibrată a Sistemului Electroenergetic Național.

Un element central al acestei abordări îl constituie pregătirea Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035, document strategic care conturează direcțiile de modernizare și extindere a infrastructurii energetice naționale. Prin proiecte majore dedicate creșterii capacităților de interconectare, integrării surselor regenerabile și re tehnologizării instalațiilor existente, Transelectrica contribuie activ la consolidarea securității energetice a României și la atingerea obiectivelor europene în materie de sustenabilitate și decarbonizare.

Totodată, Compania și-a întărit rolul în cadrul rețelei europene a operatorilor de transport și de sistem – ENTSO-E, participând activ la procesele de coordonare regională și la inițiativele menite să sporească reziliența și flexibilitatea sistemelor energetice. Această implicare confirmă statutul Transelectrica de partener de încredere la nivel european și susținător al unei tranziții energetice echilibrate, realizate în condiții de siguranță și predictibilitate.

În exercitarea atribuțiilor sale, Consiliul de Supraveghere acordă o importanță deosebită adaptării continue a Companiei la evoluțiile economice, tehnologice și legislative. Strategia promovată vizează identificarea celor mai adecvate soluții pentru digitalizarea și modernizarea infrastructurii,

precum și menținerea unor standarde ridicate de siguranță operațională, într-un context caracterizat de schimbări accelerate și cerințe tot mai complexe.

Guvernanța corporativă rămâne un element fundamental al activității Transelectrica, reprezentând baza proceselor decizionale, a mecanismelor de control și a evaluării performanței. Prin aplicarea unor standarde clare și a unor criterii riguroase de monitorizare, urmărim consolidarea unui cadru instituțional stabil, predictibil și transparent, în beneficiul angajaților, acționarilor și investitorilor.

Pe parcursul anului 2025, Consiliul de Supraveghere a acordat o atenție sporită consolidării dialogului cu comunitatea investițională, într-un mediu de afaceri din ce în ce mai dinamic. Comunicarea deschisă, bazată pe transparență, consecvență și responsabilitate, a constituit un obiectiv constant, menit să susțină relații de încredere și să faciliteze o înțelegere clară a deciziilor strategice ale Companiei.

Rămânem angajați în susținerea unei direcții de dezvoltare sustenabile și coerente, care să permită Transelectrica să își mențină statutul de actor strategic al sectorului energetic național și regional.

Prin profesionalism, responsabilitate și viziune pe termen lung, Compania este pregătită să răspundă provocărilor viitorului și să contribuie în mod constant la consolidarea securității energetice a României.

Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA

Cătălin-Andrei DASCĂL	Teodor ATANASIU	Costin-Mihai PĂUN	Alexandru-Cristian VASILESCU	Luminița ZEZEANU	Dumitru-Virgil ORLANDEA	Rareș-Stelian RUSU
Președinte CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS

Consiliul de Supraveghere

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA ("CNTEE Transelectrica SA", "Transelectrica" sau "Compania") este o societate pe acțiuni, care este organizată și funcționează în conformitate cu legile din România, fiind administrată

în sistem dualist, în temeiul hotărârii Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 18 iulie 2012, de către un Directorat (format din 5 membri) aflat sub supravegherea unui Consiliu de Supraveghere (format din 7 membri).



La data întocmirii prezentului Raport, componența Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului până la data de 29.02.2028, conform AGOA nr.1/28 februarie 2024, este următoarea:

Cătălin-Andrei DASCĂL - Președinte al Consiliului de Supraveghere

Începând cu data de 22 aprilie 2022, domnul Cătălin Andrei Dascăl a fost numit membru provizoriu în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA.

Începând cu 1 Martie 2024, domnul Cătălin Andrei Dascăl s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei

Domnul Dascăl s-a alăturat echipei de conducere neexecutive a Transelectrica, având o vastă experiență în domeniul juridic.

Cariera domnului Cătălin Andrei Dascăl include funcții manageriale și executive exercitate în dobândirea unei expertize juridice complexe, atât în administrația publică, cât și în mediul privat.

Astfel, printre funcțiile ocupate, dumnealui a fost consilier juridic la IPCMG – REFAL SPRL, executor și expert jurist la Autoritatea pentru Administrarea Activelor Statului.

Din 2006 până în prezent, domnul Dascăl este avocat și practician în insolvență – Membrul Insol Europe, fondator și avocat partener la „Dascăl Ciotea și Asociații SPARL”, fondator și asociat coordonator la „Dascăl Insolvency SPRL”.

De asemenea, din 2016 până în prezent, este Președinte al Uniunii Naționale a Practicienilor în Insolvență din România (UNPIR) – Filiala București, iar din 2021 este membru în Consiliul Național de Conducere al UNPIR și coordonator de grupuri de lucru în cadrul acestei structuri.

Domnul Cătălin Andrei Dascăl a absolvit Facultatea de Drept a Universității Nicolae Titulescu, București și este licențiat în studii juridice în cadrul Facultății de Drept a Universității din București. Totodată, a urmat studiile postuniversitare în Drept Comunitar European (Facultatea de Drept, Universitatea din București) și Drept Comercial (Academia de Studii Economice, București).

Teodor ATANASIU - Membru în Consiliul de Supraveghere

Începând cu data de 22 august 2022 domnul Teodor Atanasiu a fost numit membru provizoriu în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA.

Începând cu 1 Martie 2024, domnul Teodor Atanasiu s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al

Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei.

În perioada 2017-2022, domnul Teodor ATANASIU a fost membru în Consiliul de Reglementare al Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei.

Domnul Teodor ATANASIU a urmat cursurile Institutului Politehnic Cluj Napoca, fiind licențiat al Facultății de Mecanică.

De asemenea, domnul ATANASIU deține o diplomă de absolvire a cursurilor Open University Business School în Management financiar, Management competitivitate, Managementul relațiilor cu clienții.

Costin-Mihai PĂUN - Membru în Consiliul de Supraveghere

Începând cu data de 22 aprilie 2022, domnul Costin Mihai Păun a fost numit membru în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA, preluând această poziție cu o experiență de peste 30 de ani în industria energetică europeană și națională.

Începând cu 1 Martie 2024, domnul Costin Mihai Păun s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei.

De-a lungul carierei sale a ocupat mai multe poziții manageriale și executive, desfășurându-și activitatea atât în mediul național, cât și internațional, în domeniul transportului, distribuției și producerii de energie electrică.

Domnul Păun s-a alăturat echipei de conducere neexecutivă a Transelectrica cu o remarcabilă carieră dobândită prin funcțiile exercitate în domeniul energetic.

Astfel, domnul PĂUN deține experiență semnificativă în activitatea de coordonare cu Operatorii europeni de Transport și de Sistem (ENTSO-E și MED-TSO), cu Operatorii de Distribuție a energiei electrice, cu Autoritățile de Reglementare Naționale, cu Agenția pentru Cooperare a Reglementatorilor în Energie (ACER), cu Instituțiile Europene (Comisia Europeană, DG ENER, DG Conect, etc.) și cu Instituțiile Financiare Internaționale (Banca Europeană de Investiții, KfW, etc.).

Domnul PĂUN a conceput, condus și implementat proiecte europene și internaționale finanțate de Comisia Europeană și Instituțiile Financiare Internaționale, a realizat consorții europene, studii și planuri de dezvoltare a rețelelor electrice, a contribuit la soluții noi în inițiative de inovare și cercetare

științifică, fiind responsabil pentru operarea sistemelor, reglementări, implementarea proiectelor la înaltă tensiune.

Este co-Fondator (2011), a fost Secretar General (2011-2016) și Vice-Președinte (2016-2021) al Asociației Profesionale – Centrul Român al Energiei (CRE).

De asemenea, domnul Păun a fost membru al Consiliului de Administrație al Operatorului Sistemului de Distribuție a Energiei Electrice „Electrică Distribuție Muntenia Nord” SA (2012-2016), Responsabil pentru pregătirea Planului European de Dezvoltare a Rețelelor Electrice pe zece ani în cadrul ENTSO-E la Bruxelles (2010-2016), a Planurilor Regionale de Investiții în 4/6 Regiuni ENTSO-E: Marea Nordului, Marea Baltică, Europa Continentală Sud-Vest, Europa Continentală Central-Est, Coduri de rețea, Consilier reglementări, politică energetică, rețele electrice la EURELECTRIC, Uniunea Industriei de Electricitate, Bruxelles (2002-2010), Membru al Comitetului Economic și Social European – Secția Transport, Energie, Infrastructură și Societatea Informatică (2003-2006) și Coordonator instruire reglementări și strategie energetică (1993-1998).

Domnul Costin Mihai PĂUN a absolvit Universitatea Politehnică din București, Facultatea Energetică, fiind licențiat în Inginerie electrică, domeniu în care deține și titlul de doctor oferit de Universitatea Tehnică din Timișoara.

De asemenea, și-a consolidat expertiza în domeniul managementului prin programul universitar masteral „Management financiar-bancar”, dobândind titlul de Master în Administrarea Afacerilor - Management financiar-bancar la Universitatea Româno-Americană din București.

Alexandru - Cristian VASILESCU - Membru în Consiliul de Supraveghere

Începând cu data de 22 aprilie 2022, domnul Alexandru Vasilescu a fost numit membru în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA, preluând această poziție cu expertiză în consiliere și management în cadrul administrației publice.

Începând cu 1 Martie 2024, domnul Alexandru-Cristian Vasilescu s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei.

În prezent, domnul Alexandru-Cristian Vasilescu deține funcția de Secretar de Stat în cadrul Secretariatului General al Guvernului, ocupând această poziție din februarie 2022.

Domnul Vasilescu deține de peste 15 de ani experiență în administrația publică centrală, atât în zona executivă cât și în zona neexecutivă în cadrul Guvernului României, respectiv Camera Deputaților, Departamentul pentru IMM-uri, Ministerul pentru Societatea Informațională, Secretariatul General al Guvernului, precum și în mediul privat, ocupând diverse poziții manageriale.

Domnul Alexandru - Cristian Vasilescu a absolvit Universitatea Tehnică de Construcții București, deținând o diplomă de licență pentru inginer constructor. În continuarea studiilor de licență, a absolvit un program masteral tot în cadrul Universității Tehnice de Construcții București, obținând o diplomă în Managementul Proiectelor în Construcții.

În prezent, domnul Vasilescu este doctorand la Universitatea Politehnică din București.

Luminița ZEZEANU - Membru în Consiliul de Supraveghere

Doamna Luminița Zezeanu, s-a alăturat Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA, începând cu data de 22 august 2022, în calitate de membru, cu o expertiză solidă în ceea ce privește dezvoltarea și finanțarea proiectelor din fonduri europene, precum și cu experiență în domeniul administrației publice.

De-a lungul timpului, doamna Luminița ZEZEANU a activat în diferite arii ale administrației publice, axate pe dezvoltare regională.

Astfel, în perioada 2006-2014, a ocupat poziția de director al Direcției Autorizare Proiecte, Autoritatea de Management pentru Programul Operațional – Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice.

Începând cu 1 Martie 2024, doamna Luminița Zezeanu s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei.

A reluat această poziție de conducere în perioada 2015-2016, iar în 2017 a preluat funcția de Secretar de Stat în cadrul Ministerului Dezvoltării Regionale, Administrației Publice și Fondurilor Europene.

Doamna Luminița ZEZEANU și-a continuat activitatea în acest domeniu, iar în perioada 2017- 2019 a fost Director general la Autoritatea de Management pentru Programul Operațional Regional – Ministerul Dezvoltării Regionale și Administrației Publice.

Începând cu luna august 2022 și până în august 2023 a ocupat funcția de Director Direcția Fonduri Europene

la SNTGN Transgaz. În prezent este secretar de stat la Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene.

Doamna Luminița ZEZEANU a absolvit Facultatea de Contabilitate și Informatică de Gestiune din cadrul Academiei de Studii Economice București și a continuat Academiei de Studii Economice București și a continuat studiile postuniversitare în Marea Britanie, la London Metropolitan University, unde a studiat comerț internațional.

Dumitru-Virgil ORLANDEA - Membru în Consiliul de Supraveghere

Domnul Virgil Dumitru Orlandea a fost numit membru al Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu 1 martie 2024 pentru un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei. Domnul Orlandea a mai deținut poziția de membru în Consiliul de Supraveghere în perioada octombrie 2021 - octombrie 2023.

Începând cu anul 2011, domnia sa a activat în sfera domeniului energetic, ocupând poziții relevante în ceea ce privește în industria energetică.

În perioada 2010 – 2012, domnul Orlandea a avut calitatea de membru în Consiliul de Administrație și Supraveghere ale unor societăți importante din sectorul energetic românesc, precum: Electrica SA, Electrica Serv SA, Hidroelectrică, Transelectrica și Oil Terminal. Începând cu 2013 până în anul 2016, domnul Orlandea și-a desfășurat activitatea în cadrul CNTEE Transelectrica SA din poziția de director al Direcției Servicii Suport. Ulterior, până în 2021, și-a continuat activitatea în cadrul Companiei din poziția de coordonator al proiectului Centrul de Excelență în Energetică Sibiu, respectiv Centrul de Cercetare și Dezvoltare a Tehnologiilor de Lucru sub Tensiune și Intervenție Rapidă în Sistemul Energetic Național.

Domnul Virgil Dumitru Orlandea a absolvit Universitatea Națională de Apărare „Carol I” București, Colegiul de Management al Resurselor și Achizițiilor, Universitatea „Lucian Blaga” din Sibiu, Facultatea de Științe Economice – Master în „Integrarea Turismului și Serviciilor” și Facultatea de Științe Economice – Master în „Strategii și politici de management și marketing ale firmei”, Academia de Poliție „Alexandru I. Cuza” București – Master în „Managementul resurselor umane în sistemul autorităților de ordine publică”.

Rareș-Stelian RUSU - Membru în Consiliul de Supraveghere

Începând cu 1 Martie 2024, domnul Rareș Stelian Rusu s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu un mandat de 4 ani în administrarea neexecutivă al Companiei. Domnul Rusu deține o vastă experiență de management dobândită prin prisma activității desfășurate de-a lungul carierei, atât în sectorul privat, cât și în administrația publică.

Cu o expertiză extinsă în cadrul Companiei, domnul Rusu a deținut funcția de director al Sucursalei Teritoriale de Transport Cluj-Napoca în perioada 2009-2012, urmată de cea de manager de proiect în anii 2012-2013. De asemenea, domnia sa a fost consilier al directoratului Transelectrica, manager al Unității Management Integrat, Comercial-Achiziții și manager al Unității Teritoriale de Transport Cluj, în perioada 2020-2021. În perioada 2021-2022 domnia sa a ocupat funcția de administrator neexecutiv al OPCOM SA, filială a CNTEE TRANSELECTRICA SA.

Domnul Rareș Stelian Rusu deține de peste 25 de ani experiență în administrația publică centrală și locală, atât în zona executivă cât și în zona neexecutivă în cadrul Guvernului României, respectiv Camera Deputaților, precum și în mediul privat, ocupând poziții manageriale precum și poziții de consiliere juridică.

Începând cu 2021, domnul Rusu îndeplinește funcția de Vicepreședinte al Agenției Naționale a Funcționarilor Publici.

Domnul Rareș Stelian Rusu deține o licență în științe politice la „Facultatea de Științe Politice și Administrație Publică” a Universității „Babeș-Bolyai” din Cluj-Napoca, precum și o licență în drept la Facultatea de Drept a Universității „Dimitrie Cantemir” din Cluj-Napoca. De asemenea, domnia sa a absolvit studii masterale în inginerie energetică la Facultatea de Inginerie Electrică a Universității Tehnice din Cluj-Napoca.

Comitete consultative ale Consiliului de Supraveghere - componență la data prezentului raport***Comitetul de nominalizare și remunerare***

Membrii acestui comitet sunt: Alexandru-Cristian VASILESCU (președinte), Cătălin-Andrei DASCĂL, Dumitru Virgil ORLANDEA, Luminița ZEZEANU, Teodor ATANASIU, Costin-Mihai PĂUN

Comitetul de audit

Membrii acestui comitet sunt: Luminița ZEZEANU (președinte), Teodor ATANASIU, Rareș Stelian RUSU, Costin-Mihai PĂUN, Alexandru-Cristian VASILESCU

Comitetul pentru gestiunea riscurilor

Membrii acestui comitet sunt: Teodor ATANASIU (președinte), Alexandru-Cristian VASILESCU, Cătălin-Andrei DASCĂL, Rareș Stelian RUSU, Dumitru Virgil ORLANDEA

Comitetul pentru investiții și securitate energetică

Membrii acestui comitet sunt Costin-Mihai PĂUN (președinte), Cătălin-Andrei DASCĂL, Luminița ZEZEANU, Teodor ATANASIU, Dumitru-Virgil ORLANDEA

Modificări în cadrul Consiliului de Supraveghere

16 octombrie 2025 – membrii CS, în conformitate cu din Actul constitutiv al companiei și cu art.XX alin.(4) din Regulamentul de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere, au modificat componența Comitetului de Nominalizare și Remunerare din cadrul Consiliului:

- Vasilescu Alexandru-Cristian – președinte,
- Atanasu Teodor,
- Dascăl Cătălin Andrei,
- Orlandea Dumitru-Virgil,
- Păun Costin-Mihai,
- Zezeanu Luminița,

Mandatul actualului Consiliu de Supraveghere se desfășoară până la data de 29 februarie 2028.

Declarația Consiliului de Supraveghere referitor la Situațiile financiare separate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară

Consiliul de Supraveghere are la bază principiile guvernantei corporative, care impun o atitudine responsabilă, profesionistă și obiectivă a Companiei în raport cu părțile interesate. În cadrul Consiliului se analizează strategia Companiei și premisele mediului în care aceasta funcționează pentru a planifica evoluția și performanțele acesteia, asigurând o formulare riguroasă a obiectivelor.

Situațiile financiare separate întocmite la data de 31.12.2025 sunt auditate, ceea ce înseamnă că toate informațiile semnificative reflectate în principalele posturi ale bilanțului sunt relevante, fiabile comparabile și pertinente.

Totodată, Raportul Anual al Directoratului, elaborat în conformitate cu cerințele legislației pieței de capital, a fost verificat de către membri Consiliului de Supraveghere. Informațiile prezentate în Raportul Anual 2025 oferă o imagine fidelă și corectă asupra rezultatelor Companiei pentru anul financiar 2025.

Comitetul de Audit și Comitetul de gestionare a riscurilor asistă Consiliul de Supraveghere în îndeplinirea responsabilităților proprii de supraveghere pentru monitorizare a procesului de raportare financiară, raportare de management, sistemul controlului intern, procesul de audit, sistemul de gestiune a riscurilor și procesul organizațional de monitorizare a conformității cu legile, regulamentele și codul de conduită.

Cu deosebită considerație,

Consiliul de Supraveghere reprezentat prin

Președinte

Mesajul Directoratului

Stimați acționari,

Stimați investitori,

Anul 2025 s-a desfășurat într-un context energetic caracterizat de transformări accelerate și cerințe de reglementare tot mai complexe, pe fondul tranziției către un sistem energetic decarbonizat și interconectat la nivel european. În acest cadru, Transelectrica și-a îndeplinit cu responsabilitate rolul de unic Operator de Transport și Sistem al energiei electrice din România, asigurând funcționarea sigură, stabilă și echilibrată a Sistemului Electroenergetic Național.

Activitatea Directoratului în anul 2025 a fost orientată către menținerea continuității operaționale, gestionarea prudentă a riscurilor și implementarea consecventă a direcțiilor strategice asumate prin Planul de Management. Adaptarea permanentă a proceselor interne, consolidarea mecanismelor de planificare și optimizarea activităților operaționale au permis Companiei să răspundă eficient evoluțiilor din piață și să gestioneze creșterea complexității sistemului energetic.

În linie cu obiectivele strategice ale Companiei, Transelectrica a continuat să acorde prioritate dezvoltării și modernizării Rețelei Electrice de Transport, cu accent pe integrarea surselor regenerabile, creșterea capacității de evacuare a noilor producători din surse regenerabile, în mod special, și adaptarea infrastructurii la noile profile de consum. Aceste direcții de acțiune sunt esențiale pentru susținerea securității energetice, a stabilității sistemului și a dezvoltării economice pe termen lung.

Un element definitoriu al activității din anul 2025 l-a reprezentat valorificarea oportunităților de finanțare europeană destinate tranziției energetice. Transelectrica derulează un portofoliu semnificativ de proiecte susținute prin Fondul pentru Modernizare, Planul Național de Redresare și Reziliență – REPowerEU și Programul de Dezvoltare Durabilă, valoarea cumulată a finanțărilor europene atrase ridicându-se la aproximativ 639 de milioane de lei. Aceste proiecte creează premisele unei modernizări accelerate a infrastructurii de transport și alinierii acestora la standardele europene de performanță, siguranță și fiabilitate.

La nivel european, Compania și-a consolidat implicarea activă în cadrul Rețelei Europene a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică (ENTSO-E), contribuind la procesele de coordonare regională și la dezvoltarea capacităților de interconectare. Într-o piață energetică din ce în ce mai integrată, aceste demersuri sunt esențiale pentru creșterea rezilienței sistemului și pentru asigurarea securității alimentării cu energie.

Totodată, Transelectrica a continuat investițiile în soluții tehnologice moderne, orientate către digitalizare, automatizare și creșterea eficienței operaționale. Integrarea acestor soluții reprezintă un răspuns necesar la noile modele de producție și consum și contribuie la consolidarea capacității Companiei de a gestiona un sistem energetic din ce în ce mai dinamic și mai complex.

În relația cu acționarii și investitorii, Directoratul a urmărit consolidarea unui cadru de comunicare transparent, coerent și predictibil, în concordanță cu principiile de guvernanță corporativă ale Companiei. Furnizarea constantă de informații relevante și corecte a avut ca obiectiv susținerea unui dialog deschis și întărirea încrederii în capacitatea Transelectrica de a implementa strategia asumată.

Privind spre viitor, Transelectrica își reafirmă angajamentul de a acționa ca un operator responsabil și performant, capabil să răspundă provocărilor tranziției energetice și să contribuie activ la consolidarea securității energetice a României. La un sfert de secol de activitate, Compania își continuă parcursul bazat pe profesionalism, investiții sustenabile și o viziune orientată către stabilitate, performanță și crearea de valoare pe termen lung.

Anul 2025 a confirmat faptul că sectorul energetic traversează o etapă de maturizare accelerată, în care transformările tehnologice, digitalizarea, inteligența artificială și noile cerințe de reglementare se suprapun peste responsabilități operaționale tot mai complexe. În acest context, Transelectrica a continuat să își îndeplinească rolul esențial în Sistemul Energetic al României, acționând cu responsabilitate, rigoare și capacitate de adaptare, într-un climat marcat de incertitudini și provocări structurale.

Directoratul CNTEE Transelectrica SA

Directoratul

La data emiterii prezentului raport componența Directoratului Transelectrica este următoarea:

Ștefăniță MUNTEANU - Președinte Directorat

Domnul Ștefăniță Munteanu s-a alăturat Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu data de 25 decembrie 2021, iar din 24 aprilie 2023 ocupă funcția de Director General Executiv al Companiei. Începând cu data de 3 octombrie 2024, domnul Munteanu își continuă mandatul în această poziție pentru o perioadă de patru ani.

Domnul Ștefăniță Munteanu deține o experiență relevantă și diversificată atât în sectorul privat, cât și în cel public, acumulând pe parcursul carierei o expertiză bine conturată în domenii esențiale precum management, industria energetică, marketing, vânzări și strategie.

Cu o viziune strategică și focus pe rezultate, domnul Munteanu a gestionat și coordonat inițiative și proiecte dedicate consolidării culturii organizaționale și optimizării proceselor interne de funcționare, contribuind la dezvoltarea sustenabilă a instituțiilor și organizațiilor în care a activat.

Cu un parcurs profesional atât în sectorul privat, cât și în sectorul public, domnul Ștefăniță Munteanu deține expertiză în arii precum: management, industria energetică, marketing, vânzări și strategie.

Domnul Munteanu s-a alăturat echipei de management executiv a CNTEE Transelectrica SA, din poziția de manager de vânzări indirecte din cadrul SC Electrica Furnizare SA AFEE Buzău, societate unde a ocupat anterior funcția de Director Adjunct (2019-2020), precum și consultant management.

În ceea ce privește experiența dobândită în sectorul administrației publice, domnul Munteanu a ocupat funcțiile de Secretar General Adjunct la Ministerul Turismului în perioada ianuarie-mai 2017, Consilier al Prim-Ministrului în perioada mai 2017 – ianuarie 2018, precum și de Consilier Secretar de Stat la Ministerul Apelor și Pădurilor (februarie 2018 – februarie 2019).

Domnul Ștefăniță Munteanu a absolvit Facultatea de Management Marketing a Universității Româno-Americane, în anul 2006, dobândind o diplomă de licență aferentă profilului de economist.

Florin Cristian TĂTARU, Membru Directorat

Domnul Florin Cristian Tătaru s-a alăturat Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu data de 25 decembrie 2021, iar din 3 octombrie 2024, își

continuă mandatul în această poziție pentru o perioadă de patru ani. Anterior, domnul Tătaru a mai ocupat această poziție, în perioada 2017-2018.

Domnul Tătaru este un profesionist cu experiență în domeniile bancar, financiar și managerial, având o carieră îndelungată de management prin ocuparea unor funcții de conducere și coordonare strategică.

Cu o vastă experiență acumulată în domeniile bancar, financiar și managerial, domnul Florin Cristian Tătaru deține expertiză în finanțe publice și corporative, politici publice, industria energetică și leadership. Implicarea activă a domniei sale în proiecte de anvergură i-a permis să își consolideze parcursul profesional, contribuind astfel la dezvoltarea unor proiecte cu impact semnificativ în aceste domenii.

În perioada 2011-2016, în calitate de deputat, domnul Tătaru și-a desfășurat activitatea parlamentară, participând la procese de reformă economică și contribuind la elaborarea și implementarea unor inițiative legislative menite să sprijine stabilitatea și prosperitatea mediului economic. Această experiență profesională i-a oferit o înțelegere profundă a mecanismelor economice și o viziune clară asupra strategiilor necesare pentru optimizarea performanțelor la nivel organizațional.

Domnul Tătaru s-a alăturat echipei de management al CNTEE Transelectrica SA, cu o experiență managerială de peste 30 de ani atât în sectorul privat, cât și în sectorul public.

Absolvent al Facultății de Relații Economice Internaționale din cadrul Academiei de Studii Economice București (1990), domnul Tătaru a urmat mai multe programe masterale, printre care „Managementul Sistemului de Sănătate”, „Politici Publice și Integrare Europeană”, „Bănci și Piețe de Capital”, și cursuri precum: „Securitate și bună guvernare”, „Probleme actuale ale securității naționale” în cadrul Colegiului Național de Apărare. În prezent, domnul Florin Cristian Tătaru urmează cursurile unui MBA în energie, destinat profesioniștilor și managerilor care activează în acest domeniu dinamic și complex, realizat în cadrul Academiei de Studii Economice din București.

Cătălin Constantin NADOLU, Membru Directorat

Domnul Cătălin-Constantin Nadolu s-a alăturat Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu data

de 25 iunie 2021, iar din 3 octombrie 2024 își continuă mandatul în această poziție pentru o perioadă de patru ani.

Licențiat în științe juridice, cu o vastă experiență profesională în domeniul administrației publice locale și centrale, domnul Cătălin-Constantin Nadolu a ocupat, din 2005 până în prezent, poziții de conducere în instituții pe care le-a coordonat cu succes în stabilirea strategiilor și monitorizarea proceselor de implementare, analizând în permanență domeniile de importanță fundamentală pentru acestea, precum performanțele operaționale și financiare, strategia de marketing sau dezvoltarea tehnologică.

Anterior poziției de membru în Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, domnul Cătălin-Constantin Nadolu a ocupat funcția de director general al Societății pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA, perfecționându-și astfel experiența și competențele manageriale prin eficientizarea și optimizarea activităților în domenii de importanță strategică în sectorul energetic, precum cel al investițiilor, tehnic sau de mentenanță a rețelelor de transport al energiei electrice.

Domnul Cătălin-Constantin Nadolu este absolvent al Facultății de Drept din cadrul Academiei de Poliție „Al. I. Cuza” și al programului de master Studii Administrative Europene al Facultății de Administrație Publică din cadrul Școlii Naționale de Studii Politice și Administrative, consolidându-și astfel fundamentele teoretice în domeniul administrației publice și managementului strategic.

În plus, participarea sa la numeroase cursuri de dezvoltare profesională în domenii precum achizițiile publice, managementul riscului și managementul proiectelor, reflectă angajamentul său față de perfecționare continuă și adaptare la noile cerințe ale unui mediu dinamic și competitiv.

Victor MORARU, Membru Directorat

Domnul Victor Moraru ocupă poziția de membru al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu data de 3 octombrie 2024, cu un mandat de patru ani.

Cu o vastă experiență în management, domnul Victor Moraru are peste 30 de ani de activitate în funcții de conducere exercitate atât în administrația publică locală și centrală, cât și în mediul privat. Pe parcursul carierei domniei sale, a coordonat proiecte strategice complexe, cu impact semnificativ, dovedind competențe manageriale solide și o viziune eficientă asupra proceselor de dezvoltare organizațională.

Timp de 16 ani, în perioada 2000-2016, domnul Victor Moraru a ocupat poziția de primar al orașului Amara, județul Ialomița, poziție din care a coordonat proiecte importante de dezvoltare locală, politici sociale și comunitare la nivelul administrației, atât cu finanțare proprie, cât și cu finanțare europeană. Ulterior, în perioada 2016-2020, domnul Moraru a gestionat la cel mai înalt nivel administrația județului Ialomița, din funcția de președinte al Consiliului Județean. Din această poziție domnul Moraru a coordonat și realizat proiecte majore de dezvoltare în domenii precum infrastructură rutieră, sănătate, educație, cultură, mediu, capacitate administrativă, accesând atât mecanisme de finanțare europeană, cât și finanțări disponibile prin programe naționale de dezvoltare locală.

Prin vasta experiență în cadrul administrației publice, domnul Moraru a contribuit la elaborarea și implementarea unor politici eficiente și proiecte cu finanțări europene, demonstrând prin realizările obținute o gestionare eficientă a resurselor implicate pentru atingerea obiectivelor instituționale. Totodată, prin ocuparea unor funcții relevante, precum cea de membru în Comitetul Regiunilor din Europa – în perioada 2015-2025, vicepreședinte al Asociației Orașelor din România – între 2012-2016, președinte al Asociației Naționale a Stațiunilor Balneare și Balneoclimaterice din România – în perioada 2009-2017, precum și implicarea în supravegherea unor instituții reprezentative la nivel local și central, domnul Moraru și-a consolidat experiența în leadership și strategie.

Prin pozițiile deținute în cadrul Secretariatului General al Guvernului, domnul Victor Moraru a gestionat Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR) aferent Secretariatului General al Guvernului, administrând astfel 22 de jaloane din PNRR. Experiența dobândită astfel îi conferă domnului Victor Moraru o cunoaștere extinsă a proceselor și mecanismelor specifice PNRR.

În plus, domnul Victor Moraru s-a alăturat echipei de management al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, cu înțelegerea profundă a mecanismelor administrative și corporative specifice companiilor cu capital deținut de Statul Român, dobândită prin activitatea desfășurată în cadrul Agenției pentru Monitorizarea și Evaluarea Performanțelor Întreprinderilor Publice, în calitate de vicepreședinte.

Domnul Victor Moraru a absolvit Universitatea „Nicolae Titulescu” din București, obținând o diplomă de licență în drept, continuând studiile în domeniu

printr-un program de masterat în dreptul afacerilor, desfășurat în cadrul aceleiași instituții universitare.

Vasile-Cosmin NICULA, Membru Directorat

Domnul Vasile-Cosmin Nicula ocupă poziția de membru al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA începând cu data de 3 octombrie 2024, cu un mandat de patru ani. Începând cu data de 8 noiembrie 2024, Consiliul de Supraveghere i-a delegat domnului Nicula atribuțiile de CFO (Chief Executive Officer) al CNTEE Transelectrica SA.

Domnul Vasile-Cosmin Nicula s-a alăturat echipei de management executiv al CNTEE Transelectrica SA cu o expertiză profesională consistentă în domeniul financiar și o înțelegere profundă a mecanismelor economice. Anterior, a ocupat poziția de director financiar al Companiei Naționale de Investiții Rutiere, iar în perioada 2014-2023, domnul Vasile-Cosmin Nicula a ocupat poziția de Vicepreședinte al Curții de Conturi a României.

Experiența sa acoperă multiple arii strategice, printre care management executiv, administrație publică, legislație bugetară și fiscală, precum și relații internaționale. Astfel, de-a lungul carierei, domnul Nicula a deținut funcții de conducere în domeniul public și privat, dovedind competențe esențiale de coordonare și adoptare a deciziilor în medii complexe și dinamice. Expertiza în legislația bugetară și fiscală a

fost consolidată printr-un deceniu de activitate parlamentară ca deputat (legislatura 2004-2008) și senator (legislatura 2008-2012, 2012-2014), perioadă în care a contribuit activ la elaborarea și implementarea unor politici economice esențiale pentru dezvoltarea națională, prin prisma calității de membru în Comisia Economică, Industrii și Servicii și în Comisia pentru Buget Finanțe și Bănci, de la Camera Deputaților.

De asemenea, în perioada 2012-2014, domnul Nicula a făcut parte din Comisia pentru buget, finanțe, activitate bancară și piață de capital în calitate de președinte.

Domnul Vasile Cosmin Nicula a absolvit Academia de Studii Economice din București, obținând licența în domeniul financiar, contabil și administrativ, în cadrul Facultății de Finanțe, Asigurări, Bănci și Burse de Valori. De asemenea, a urmat studii postuniversitare de specializare în Managementul Organizațiilor Publice la Universitatea de Vest din Timișoara și a obținut titlul de doctor în economie la Academia de Studii Economice din București.

Modificări în cadrul Directoratului Transelectrica

La momentul elaborării prezentului raport nu există modificări în cadrul Directoratului Transelectrica.

La data emiterii prezentului Raport, Transelectrica nu are cunoștință de existența unor acorduri, înțelegeri sau legături de familie ale membrilor Directoratului și alte persoane.

La data întocmirii prezentului raport, Transelectrica nu are cunoștință de existența unor litigii sau proceduri administrative împotriva membrilor în funcție ai Directoratului, în legătură cu activitatea acestora în cadrul Companiei sau care privesc capacitatea respectivei persoane de a-și îndeplini atribuțiile în cadrul Companiei.

Nici un membru al Directoratului nu deține participății la capitalul social al Companiei la data de 31.12.2025.

Declarația persoanelor responsabile

După cunoștințele noastre, situațiile financiare separate la data și pentru perioada de 12 luni încheiată la 31 decembrie 2025 au fost întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr.2844/2016 cu modificările și completările ulterioare, pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziției financiare și contului de profit și pierdere ale CNTEE Transelectrica SA.

Raportul Anual al Directoratului cuprinde o analiză corectă a dezvoltării și performanțelor Companiei, precum și o descriere a principalelor riscuri și incertitudini specifice activității desfășurate, fiind întocmit în conformitate cu standardele de raportare privind durabilitatea menționate la art. 29b din Directiva 2013/34/UE și cu precizările adoptate în temeiul art. 8 alin. (4) din Regulamentul (UE) 2020/852

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Cosmin-Vasile
NICULA**

**Membru
Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**

Cifre cheie

FINANCIAR

5.573	mil lei	▼	-29%	Venituri
			y/y	
710	mil lei	▼	-24%	EBITDA
			y/y	
360	mil lei	▼	-39%	Profit net
			y/y	
51,73	TWh	▼	-0,2%	Energie tarifată****
			y/y	
734	mil lei	▲	9%	Lichiditate
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,07%	*	▼	-0,12	pp	CPT
			y/y		
49,46		▼	-2%		Producție netă internă
TWh			y/y		
3,72		▲	28%		Sold import**
TWh			y/y		
53,18		▼	-1%		Consum intern net
TWh			y/y		
42,61		▼	-1,8%		Energie transportată***
TWh			y/y		

INVESTIȚII

682	mil lei	▲	1%	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
			y/y	
519	mil lei	▼	-20%	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)
			y/y	

*Ponderea consumului propriu tehnologic în energia electrică preluată de rețeaua electrică de transport (energia transportată)

**sold al fluxurilor fizice transfrontaliere (export-import) cumulată pe toate granițele

***Cantitatea transportată este definită prin cantitatea de energie vehiculată fizic în rețeaua de transport

****Cantitatea tarifată este definită prin cantitatea de energie electrică extrasă din rețelele electrice de interes public (rețeaua de transport și rețelele de distribuție), mai puțin exporturile de energie electrică

Notă: Pentru ușurința citirii și înțelegerii rezultatelor, anumite cifre prezentate în grafice și/ sau tabele utilizează mil. lei ca unitate de măsură și sunt rotunjite la această unitate. Această convenție de prezentare poate determina, în anumite cazuri, diferențe minore între cifrele totalizatoare și totalurile obținute prin însumarea elementelor componente și procentele calculate. Sumele sunt exprimate în milioane lei dacă nu este indicat altfel.

Evenimente importante

Ian ▶ În data de 29 ianuarie 2025 a intrat în exploatare comercială și cel de-al doilea circuit al liniei electrice aeriene dublu circuit (LEA) 400 kV Reșița (RO) - Pancevo (RS), respectiv circuitul 1, marcând un pas important în consolidarea interconexiunii rețelelor electrice de transport ale României și Serbiei.

Feb



Mar

▶ Transelectrica a inaugurat finalizarea procesului de re tehnologizare a stației 220/110/20 kV Baru Mare, proiect important pentru funcționarea sigură și stabilă a rețelei electrice din regiune. Odată cu această investiție, Compania a încheiat procesul de modernizare a tuturor stațiilor electrice de transformare din județul Hunedoara, consolidând infrastructura energetică din zonă.

Apr ▶ În data de 21 aprilie 2025 Sistemul Electroenergetic Național (SEN) a trecut cu succes provocările tehnice fără precedent din primele două zile ale Sărbătorilor Pascale, când consumul de electricitate a atins niveluri minime istorice, pe fondul suprapunerii sărbătorilor pascale pentru creștinii ortodocși și catolici.

Mai ▶ Compania a informat publicul investitor asupra publicării în Monitorul Oficial nr.500/28.05.2025 a Ordinului ANRE nr.21/2025 privind aprobarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem practicat de Companie, tarif aplicabil de la 01 iunie 2025.

Iun

▶ În data de 13 iunie 2025 Compania a marcat 70 de ani de la asigurarea primei ture, la 13 iunie 1955, în cadrul Dispecerului Energetic Național (DEN) – structura-cheie care asigură, în timp real, siguranța funcționării sistemului electroenergetic național și coordonarea acestuia în rețeaua interconectată europeană.

Iul ▶ În data de 09 iulie 2025, Compania a anunțat faptul că în urma unor fenomene meteo externe înregistrate în zona de vest a țării manifestate prin furtuni violente (cod roșu) porțiuni din LEA 220kV Reșița-Timișoara și LEA 400kV Roșiori-Gădălin au fost semnificativ afectate. Echipile de intervenție au fost mobilizate imediat după producerea evenimentului, s-au implicat în remedierea avariilor.

Aug

▶ În data de 27 august 2025 Compania a informat publicul investitor asupra publicării în Monitorul Oficial a ordinului ANRE nr.60/2025 privind aprobarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem practicat de Companie, tarif aplicabil de la data de 1 septembrie 2025.

Sep

▶ Compania a desemnat câștigătorii celei mai importante competiții profesionale din sectorul energetic -Trofeul Energiticianului ediția 2025 eveniment găzduit de STT Constanța în perioada 08-12 septembrie 2025.

Oct ▶ În data de 21 octombrie la Suceava a avut loc primul comandament pentru demararea a două investiții majore pentru dezvoltarea infrastructurii de transport al energiei electrice, respectiv Linia Electrică Aeriană 400 kV Gădălin – Suceava și Linia Electrică Aeriană 400 kV de interconexiune Suceava (RO) – Bălți (MD), pe teritoriul României.

Nov



Dec

▶ Compania a informat investitorii și persoanele interesate, prin intermediul unui Raport curent emis în data de 02 decembrie 2025, asupra înregistrării în Companie a Notificării Allianz SE prin care se informează că procentul deținut în mod concertat este de 5,0036% din capitalul social al Companiei.



Raport Management



1. Modelul de afacere

1.1. Poziționare în piața energiei electrice

Transelectrica a fost înființată ca persoană juridică română prin HG nr. 627/13 iulie 2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate CONEL SA, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 357/31.07.2000. Aceasta hotărâre a fost emisă în conformitate cu HG nr. 138/2000 privind programul de restructurare în domeniul energetic, prin care activitatea de transport și dispecerizare a energiei electrice s-a separat complet de cea de producere, distribuție și furnizare a energiei electrice.

La momentul înființării, Compania avea un capital social de 495.982.200 lei, vărsat integral la data înființării și împărțit în 49.598.220 acțiuni nominative cu valoarea de 10 lei.

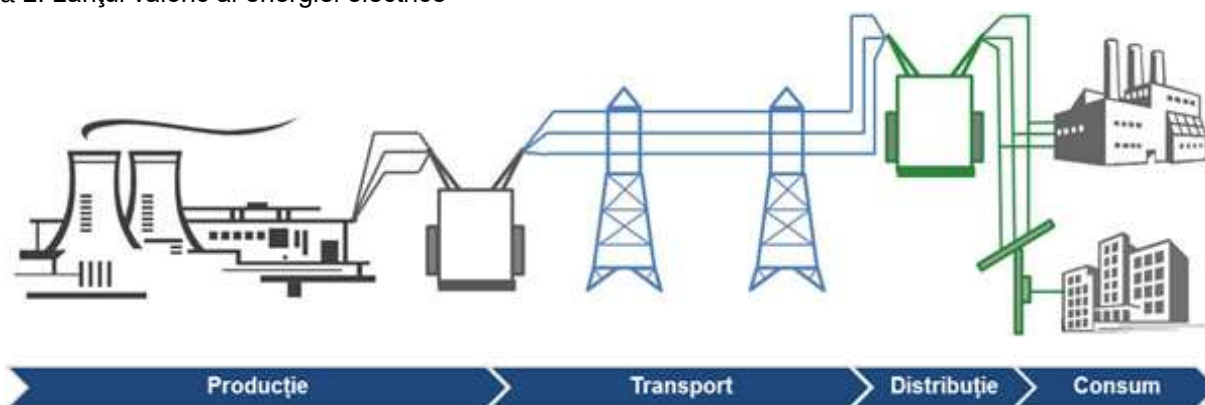
În conformitate cu Legea Energiei Electrice și a Gazelor Naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, activitatea de transport al energiei electrice constituie serviciu public de interes național. Transportul energiei electrice se realizează de către operatori de transport și sistem, persoane juridice certificate de autoritatea competentă în condițiile legii. Rețeaua Electrică de Transport (RET), existentă pe teritoriul României, este proprietatea publică a Statului român în ceea ce privește activele

cesionate către Transelectrica și constituie bunuri de retur, conform caracterului de cesiune și dispozițiilor legale.

În calitate sa de operator de transport și sistem, Transelectrica funcționează în baza Licenței nr. 161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

Concesiunea asupra RET și a terenurilor pe care aceasta este amplasată a fost acordată pe o perioadă de 49 de ani prin contractul de concesiune nr. 1/29.06.2004, încheiat între Ministerul Economiei în calitate de autoritate concedentă și CNTEE Transelectrica SA, în calitate de concesionar.

În lanțul valoric al activităților privind energia electrică, Transelectrica ocupă locul central de operator de transport și de sistem, activități de monopol natural, situate între producători și respectiv furnizori, aceștia constituind actorii principali ai piețelor concurențiale de energie electrică. Activitatea de transport al energiei electrice nu este singurul monopol natural în lanțul valoric al energiei electrice, activitatea de distribuție ca activitate de rețea fiind de asemenea monopol natural.



Transelectrica are misiunea de a asigura serviciul public de transport al energiei electrice simultan cu menținerea siguranței în funcționare a sistemului energetic național, în condiții nediscriminatorii de acces pentru toți utilizatorii, de a participa activ prin dezvoltarea infrastructurii rețelei electrice de transport la dezvoltarea durabilă a sistemului energetic național și de a sprijini și facilita operarea și integrarea piețelor de energie.

Rolul cheie al Transelectrica este cel de operator de transport și de sistem (OTS) la care se adaugă rolurile de administrator al pieței de echilibrare, operator de

măsurare și agregare, operator de alocare a capacităților pe liniile de interconexiune.

Activitățile de bază sunt legate de infrastructuri de importanță strategică pentru sectorul energiei electrice ce cuprind multiple elemente de infrastructură critică. Astfel, serviciile de transport au suport rețeaua electrică de transport, iar activitățile de dispecerizare, inclusiv de echilibrare, au ca suport infrastructura de dispecerizare și măsurare.

Reglementarea activităților Transelectrica se realizează prin legislația primară (cadrul național fiind

Legea nr.123/2012 cu modificările și completările ulterioare, iar cel european fiind redat de Regulamentul UE 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața de energie) și legislația secundară emisă de ANRE - concretizată în licențe, autorizații de înființare, metodologii de tarificare (de tip venit plafon la transport și cost plus la operare sistem), tarife, contracte cadru, proceduri și altele.

Profitabilitatea afacerii este dată de rentabilitatea bazei reglementate a activelor care depinde de rata reglementată a rentabilității și baza reglementată a activelor ("BAR").

Modelul de afacere corespunde profilului standard al unui OTS, model proiectat unitar la nivel european prin strategia și legislația energetică europeană, aplicat în toate țările comunitare și transpus ca atare în cadrul legal național.

Companiile de tip OTS sunt supuse la nivel european unui proces de certificare ca operatori de transport și de sistem. Procedura de certificare se poate implementa în principal, în conformitate cu trei modele posibile: separarea proprietății (en. "*ownership unbundling*" - OU), operator de sistem independent (en. "*independent system operator*" - ISO), respectiv operator de transport independent (en. "*independent transmission operator*" - ITO).

În prezent, în baza Ordinului ANRE 164/07.12.2015, Transelectrica este certificată final ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național și funcționează în conformitate cu modelul de separare a proprietății (ownership unbundling).

Figura 3: Rețeaua Electrică de Transport

Principala activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania”) constă în: prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, operator al pieței de echilibrare, administrator al schemei de sprijin de tip bonus, alte activități conexe. Aceste activități se desfășoară în conformitate cu prevederile licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1413/10.07.2024, a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare și a certificării finale a Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății ("ownership unbundling") prin Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015.

Notificarea privind certificarea a fost transmisă Uniunii Europene, care a publicat-o în Jurnalul UE în data de 08.01.2016, în conformitate cu Art.10 alin. (2) din Directiva 2009/72/CE.

Conform condițiilor certificării ca operator de transport și de sistem după modelul de separare a proprietății (ownership unbundling) acționarii Companiei reprezentând cel puțin 5% din capitalul social al Societății își vor exercita drepturile ce decurg din deținerea acțiunilor Companiei cu respectarea dispozițiilor Legii nr. 123/2012 referitoare la neexercitarea în mod concomitent, direct sau indirect, a controlului sau a unui drept asupra unui operator economic care desfășoară oricare dintre activitățile de producere ori de furnizare.



1.2. Portofoliul de activități și modelul de tarificare

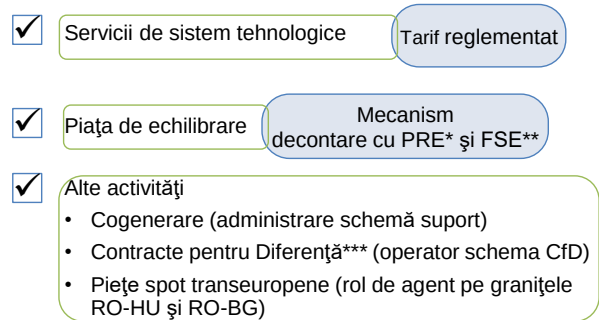
Portofoliul Transelectrica cuprinde activități cu profit permis servicii de transport și activități fără profit (serviciul de sistem, activitatea de echilibrare, scheme suport, contracte pentru diferență), toate activitățile fiind supuse reglementărilor ANRE.

Figura 4: Portofoliul de activități

Activități profit permis



Activități zero profit



**Părți Responsabile cu Echilibrarea și **Furnizori de servicii de echilibrare
 ***Pt. producerea de energie electrică din surse regenerabile din energie eoliană onshore și solară fotovoltaică

Conform Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, în calculul venitului reglementat al serviciului de transport sunt luate în considerare costurile necesare achiziției energiei electrice aferente consumului propriu tehnologic al RET.

Activitățile în categoria "profit zero" sunt proiectate pe baze neutre față de profitul Companiei, conform cadrului de reglementare aplicabil.

Veniturile aferente serviciilor de sistem sunt estimate prin tariful aferent în scopul acoperirii integrale a costurilor asociate activităților. Similar, fluxurile de numerar aferente administrării schemei suport pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență au la bază o contribuție stabilită de ANRE estimată în scopul acoperirii integrale a costurilor aferente administrării schemei suport.

În cazul raportării unor rezultate anuale nenule, pozitive sau negative, din activitatea de servicii de

sistem tehnologice, determinate de diferențe între valorile prognozate incluse în calculul tarifelor și valorile efective, neutralitatea acestei activități față de profitul companiei este restabilită într-un orizont de timp multianual prin încorporarea unor ajustări corespunzătoare în tarife.

Titularul Licenței- Transelectrica este unicul prestator al serviciului public de transport al energiei electrice, pentru toți utilizatorii rețelei electrice de transport, precum și al serviciului de sistem, pentru toți utilizatorii SEN. Licența a fost acordată pentru o perioadă de 25 de ani, fiind valabilă până la data de 23.12.2050. Pentru menținerea valabilității, titularul are în vedere respectarea Condițiilor specifice și a Condițiilor generale asociate licenței. Condițiile specifice sunt stabilite în ultima actualizare a Deciziei ANRE nr. 865/22.12.2000, respectiv Decizia ANRE nr. 2505/02.12.2025, conținutul acesteia fiind disponibil și online pe pagina de internet a Companiei (<https://www.transelectrica.ro/web/tel/licente-si-autorizatii>).

Activități Licență ANRE

TRANSPORT



- Activitate reglementată de ANRE;
- Tariful este revizuit și actualizat anual;
- Tariful aferent activității de transport este stabilit în baza unor setări prestabilite pe perioade multianuale (de regulă 5 ani) utilizând un model stimulator de tip venit - plafon (en. "revenue cap");
- Modelul venit - plafon permite recuperarea costurilor operaționale și a costurilor de investiții și obținerea unui randament financiar destinat remunerării adecvate a finanțatorilor, în corespondență cu riscul general al activităților reglementate derulate de Transelectrica;
- Anumite componente de cost, incluse în calculul tarifului, sunt plafonate la niveluri prestabilite de ANRE (conform unor cerințe de eficiență operațională), eficiențele superioare obținute de Transelectrica fiind parțial reținute de Companie prin intermediul unui mecanism de împărțire a profitului suplimentar cu utilizatorii serviciului de transport.

**Tarif
reglementat
costuri + profit reglementat**

OPERARE SISTEM (servicii de sistem)



- Activitate reglementată de ANRE;
- Operațiuni de dispecerizare a SEN pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare a sistemului (menținerea sistemului într-un echilibru stabil producție-consum, menținerea parametrilor sistemici în marje prestabilite care să asigure funcționarea sigură și stabilă a SEN, programare operațională a acoperirii consumului) utilizând infrastructura de conducere tehnică operațională a SEN reprezentată de sistemul EMS – SCADA și sistemele de telecomunicație, telecomandă, protecție și control.



Tehnologice



- Activitate reglementată de ANRE;
- Operațiuni de planificare și procurare a rezervelor de putere necesare pentru asigurarea permanentă a echilibrului producție – consum, în scopul funcționării sigure a SEN, de la unități energetice calificate (grupuri de producere, consumatori, instalații de stocare);
- Tariful aferent activității de servicii de sistem tehnologice este stabilit anual în avans de ANRE pe baza unui model zero-profit ("pass-through") proiectat pentru recuperarea integrală a costurilor necesare procurării rezervelor de sistem cu posibilitatea reținerii unei părți a eventualelor economii obținute la procurarea rezervelor de putere în sistem concurențial.

**Tarif
Reglementat
costuri**

PIATA DE ECHILIBRARE (decontare)



- Activitate de administrare a pieței pe care se realizează echilibrarea producției și consumului în timp real;
- Operațiuni de procurare a energiei de reglaj de la furnizorii de servicii de echilibrare - unități energetice calificate (grupuri de producere, consumatori, instalații de stocare) și recuperarea integrală a costurilor aferente echilibrării de la părțile responsabile cu echilibrarea;
- Recuperarea costurilor se realizează pe baze zero-profit.

**Mecanism decontare
cu PRE** și FSE***
costuri**

* Începând cu 1 ianuarie 2021 tariful de operare sistem – componenta de servicii funcționale, a fost înglobat cu tariful de transport

** Părți Responsabile cu Echilibrarea și ***Furnizori de servicii de echilibrare

Alte activități

Alte activități cu profit permis

Management interconexiuni

- Activitate de alocare a capacităților disponibile de transfer transfrontalier al energiei electrice pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice ale țărilor vecine;
- Mecanismul de alocare are la bază un sistem implicit automat bazat pe spread-ul de preț între piețe (în cazul cuplării piețelor prin preț) sau un sistem competitiv explicit bazat pe prețul oferit de participanții la piața de energie pentru capacitatea de transport transfrontalier disponibilă, aplicabil în situațiile în care cererea de capacitate depășește nivelul disponibil oferit pieței.

Alte activități cu profit zero

Cogenerare

- Activitate de administrare a schemei suport pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Obiectivul acestei scheme de sprijin este promovarea sistemelor de producere a energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență având avantajul producerii de energie cu emisii poluante reduse;
- Rolul Transelectrica în cadrul schemei suport este de colectare a contribuției de la furnizorii consumatorilor de energie electrică și de plată a bonusului către producătorii de energie electrică și termică în cogenerare calificați;
- Recuperarea costurilor se realizează pe baze zero-profit.

Contracte pentru Diferență

- Activitatea de operator al schemei Cf, schema de ajutor de stat sub formă de Contracte de Diferență pentru producerea de energie electrică din surse regenerabile din energie eoliană onshore și solară fotovoltaică;
- Schema stabilește modul în care se va acorda ajutorul de stat prin intermediul contractelor pentru diferență (contracte CfD) și are ca obiectiv încheierea de contracte CfD până la data de 31 decembrie 2025 pentru proiecte cu o capacitate totală de 5.000 MW, care utilizează tehnologii eligibile de producere a energiei solare fotovoltaice și eoliene onshore.

Agent de transfer pe relația România-Ungaria și România-Bulgaria în cadrul pieței europene de energie electrică

- Activitate de compensare-decontare (rol de agent de transfer) în cadrul pieței europene de energie electrică pe orizontul de tranzacționare cu o zi înaintea livrării (piața pentru ziua următoare), cât și pe piața intrazilnică. Transelectrica îndeplinește o funcție de clearing financiar pe granițe cu Ungaria și Bulgaria, având un rol important pe lanțul de decontare a energiei pe piețele spot transeuropene.

2. Structura Organizatorică

Participații TEL

Participații	Aport	Data investiției	% participatie la 31.12.2025
SMART SA	38.528.600 ron	16 octombrie 2001	100%
TELETRANS SA	6.978.480 ron	4 decembrie 2002	100%
OPCOM SA	30.687.300 ron	15 august 2000	97,84%
BRM	28.000 ron		0,35%
TSC NET (este deținută în mod legal de 16 operatori TSO din 12 țări europene)	2.207.160 ron	HAGEA nr.9/05.06.2018	6,25%
Joint Allocation Office SA JAO (JAO este deținută în mod legal de 26 operatori TSO din 23 țări europene)	1.231.923 ron	HAGEA nr.10/20.08.2018 (afilierea a devenit efectivă începând cu 01.11.2019)	3,85%
Geco Power Company Green Energy Corridor Power	3.750.000 ron	29 ianuarie 2025	25%

Dintre societățile la care Compania are investiții financiare, societățile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului.

Precizăm faptul că Transelectrica a deținut calitatea de acționar unic și la ICEMENERG SA, ICEMENERG Service și FORMENERG, aceste societăți la data acestui raport fiind radiate la ONRC.

Chiar dacă Transelectrica este acționar majoritar la Opcom SA, Opcom se supune regulilor ANRE și are o poziție independentă pe piața de energie electrică. Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale Opcom, a cărei administrare este condusă potrivit reglementărilor stabilite de ANRE și UE.

SMART



Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART” SA a fost înființată în anul 2001, prin HG nr.710/19.07.2001 prin

reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica.

Societatea are ca activitate principală efectuarea de revizii și reparații la aparatură și echipamente primare din rețelele electrice (astfel încât instalațiile RET să funcționeze în condiții sigure la nivelul de performanță cerut prin licență), remedierea incidentelor la instalații electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, servicii energetice pentru sistemul energetic și microproducție de echipamente electrice. Societatea are 8 sucursale fără personalitate juridică.

Misiunea pentru care SMART SA a fost înființată este aceea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Rețelei Electrice de Transport (RET) plecând de la obiectivul primordial al Transelectrica: acela de a

asigura transportul de energie electrică în rețeaua națională de transport în condiții de siguranță și stabilitate.

Societatea oferă servicii profesionale la un nivel de performanță ridicat, respectiv, mentenanță, reparații, expertizări, consultanță pentru:

- Aparataj și echipamente de joasă, medie, înaltă și foarte înaltă tensiune – pana la 750kV inclusiv,
- Echipamente și circuite de protecții, automatizări, măsură, comandă – control,
- Transformatoare și autotransformatoare de toate puterile și toate tensiunile,
- Linii electrice aeriene și în cablu de toate nivelele de tensiune.

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2025 este de 38.529 mii lei, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS



TELETRANS SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinului Ministerului Industriei și Comerțului nr. 3098 și nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este

furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeași timp, societatea are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piața liberalizată de comunicații din România.

Societatea are un înalt nivel de competență în domenii cu un caracter profund de unicitate privind managementul sistemelor și proceselor din industria energiei.

În baza Statutului și a actelor normative aplicabile, Teletrans deține certificatul ANCOM de furnizor de rețele sau de servicii de comunicații electronice din anul 2002 (O.U.G. nr. 679/2002), prin care beneficiază de dreptul de a furniza următoarele servicii de comunicații electronice:

- Rețele publice de comunicații electronice (începând cu data de 11.11.2004);
- Servicii de comunicații electronice destinate publicului: (i) Servicii de linii închiriate și (ii) Servicii de comunicații electronice, altele decât telefonie și linii închiriate (începând cu data 01.07.2003);
- Rețele și servicii private de comunicații electronice (începând cu data de 15.01.2003).
- De asemenea, personalul TELETRANS beneficiază de certificări cu relevanță în operarea și administrarea sistemelor IT&C dedicate infrastructurilor critice.

TELETRANS utilizează o rețea de fibră optică construită într-o tehnologie fiabilă OPGW, cu puncte de acces în 110 localități, precum și legături transfrontaliere cu Ungaria, Bulgaria și Serbia și asigură servicii de integrare în sistemul EMS/SCADA pentru producătorii de energie din surse regenerabile și noile sisteme de comandă-control din stații rețehnologizate.

Serviciile furnizate de Teletrans au fost în principal servicii de IT/Tc către Transelectrica, servicii de mentenanță a sistemului de contorizare locală la nivelul stațiilor electrice ale Companiei și servicii de telecomunicații prin comercializarea excedentului de capacități existente în infrastructura de comunicații de fibră optică.

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2025 este de 6.978 mii lei, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

FORMENERG



Societatea FORMENERG SA a fost o companie având cu obiect principal de activitate formarea profesională inițială și continuă, în toate domeniile de activitate, a personalului cu atribuții în domeniul energetic din toate sectoarele economiei

naționale și a altor beneficiari, precum și activități de servicii hoteliere, servicii de închiriere și servicii de organizare de evenimente.

FORMENERG SA a fost înființată ca urmare a Hotărârii numărul 33/19.11.2001 a Adunării Generale a Acționarilor – „Transelectrica” S.A., prin externalizarea activității Sucursalei de Formare și Perfecționare a Personalului din Sectorul Energetic. Acțiunile FORMENERG erau deținute 100% de către Transelectrica.

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită. Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către Formenerg.

OPCOM



OPCOM SA a fost înființată în baza HG nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate SA, ca societate al cărei acționar unic era Transelectrica.

Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale „OPCOM” S.A. îndeplinește rolul de organizator și administrator al piețelor centralizate de energie electrică (cu excepția pieței de echilibrare), gaze naturale și certificate verzi, rolul de achizitor unic pe piața de energie electrică pe durata utilizării mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în condiții de consecvență, corectitudine, obiectivitate, independență, echidistanță, transparență și nediscriminare. Principalele activități desfășurate de OPCOM conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare:

- Exercițarea activității de organizare și administrare a piețelor centralizate de energie electrică;
- Exercițarea funcției de organizator și administrator al pieței de certificate verzi;
- Exercițarea funcției de Operator de Decontare, prin efectuarea operațiunilor de decontare pentru Piața pentru Ziua Următoare de energie electrică respectiv de gaze naturale și Piața Intrazilnică de energie electrică;
- Exercițarea rolului de Operator al pieței de energie electrică desemnat (OPEED) ;

- exercitarea rolului de achizitor unic în cadrul Mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică, precum și stabilirea obligațiilor de plată/drepturilor de încasare pentru tranzacțiile realizate;
- Exercițarea funcției de organizator și administrator al pieței de certificate verzi;
- Exercițarea activității de administrare a pietelor centralizate în sectorul gazelor naturale;
- Activitatea de supraveghere a funcționării pietelor administrate;
- Activitate desfășurată în calitate de Mecanism de Raportare Înregistrat (RRM);
- Colectarea și publicarea datelor statistice despre piață, conform prevederilor Legii energiei;
- Participare activă în cadrul pieței europene de energie a cărei țintă este crearea pieței unice europene;
- Exercițarea rolului de contraparte CfD în cadrul schemei de sprijin Contracte pentru diferență pentru tehnologiile cu emisii reduse de carbon.

Capitalul social subscris și vărsat al societății OPCOM la 31.12.2025 este de 31.366 mii lei, Transelectrica participând la acea dată la capitalul social în calitate de acționar majoritar. Structura acționariatului este următoarea:

- CNTEE Transelectrica SA – 97,84%
- Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului – 2,16%.

BRM (Bursa Română de Marfuri S.A.)

Societate pe acțiuni, de tip închis, care prin obiectul de activitate, modul de organizare și funcționare este o bursă de mărfuri, astfel cum este aceasta reglementată de Legea nr.375/2005 privind bursele de mărfuri și o societate de servicii de investiții financiare conform Legii nr.126/2018 privind piețele de instrumente financiare.

Printre acționarii BRM se află și Compania care deține 28 de acțiuni în valoare totală de 28.000 lei, cu o cotă de participare de 0,35%.

La nivel european, sectorul energetic se află într-un proces de transformare, punându-se accent pe tranziția de la un model preponderent național de evoluție și dezvoltare a sectorului energetic, la un model de dezvoltare integrată și coordonată la nivel european care să asigure dezvoltarea unitară la nivel continental dar care să permită și adaptarea la specificațiile naționale totodată cu urmărirea intereselor legitime ale statelor europene.

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

A fost constituit pentru a deservi Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din regiunea est-central-vestică a Europei (regiunea CORE) în vederea implementării coordonate a codurilor europene de rețea. Afilierea se face cu participarea în cadrul acționariatului TSCNET prin efectuarea unei tranzacții de cumpărare de acțiuni în cadrul societății.

Prin Hotărârea nr. 9 a AGEA din data de 05 iunie 2018 s-a aprobat afilierea Companiei la Centrul de coordonare a securității din regiunea CORE, TSCNET prin participarea la capitalul social cu un aport de 470.500 euro (1 acțiune – 2.500 EUR).

JAO (Joint Allocation Office)

Începând cu anul 2019, licitațiile pentru alocarea capacităților pe termen lung se realizează coordonat de către JAO care a fost desemnat ca Operator al Platformei Unice de Alocare (SAP).

Transelectrica a fost invitată de JAO să devină parte a acționariatului acestuia.

Prin Hotărârea nr.10 a AGEA din data de 20 august 2018 s-a aprobat afilierea Companiei la acționariatul Joint Allocation Office (JAO) cu o subscriere în numerar în valoare de 259.325 euro, fiindu-i alocate 50 de acțiuni.

GECO POWER COMPANY

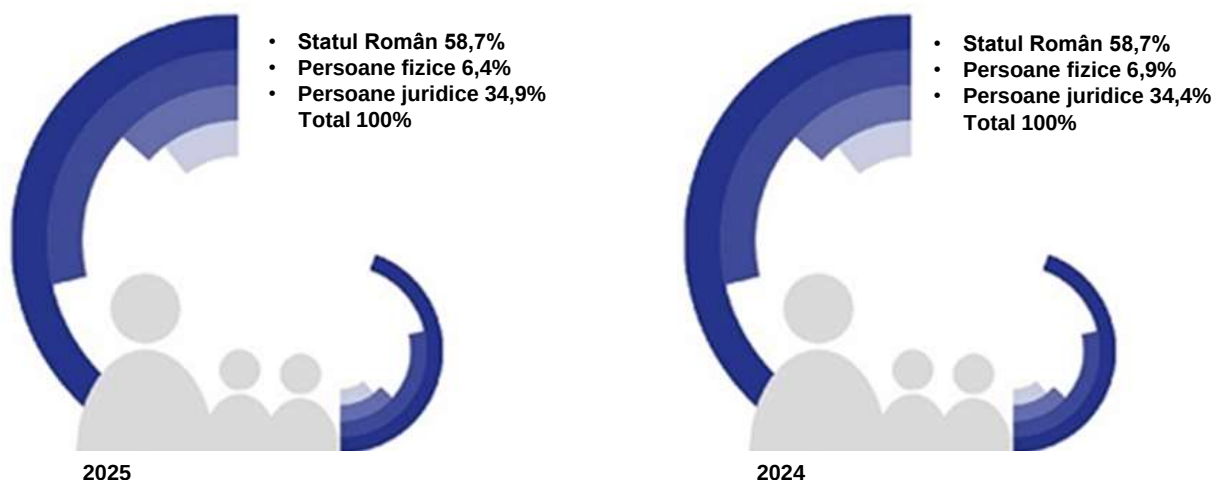
Adunarea generală a acționarilor întrunită în data de 12 august 2024 a decis prin HAGEA nr.4, participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei.

Transelectrica, alături de Azerenerji Open Joint Stock Company, JSC Georgian State Electrosystem și MVM Energy Private Limited Liability Company, a constituit o societate cu răspundere limitată cu sediul în România fiind înființată la data de 31 ianuarie 2025 conform certificatului emis de ONRC, organizată și funcționând potrivit legii române, cu un capital social total de 15 mil lei împărțit în 1.500.000 părți sociale în valoare de 10 lei fiecare, în care aportul Companiei este de 3,75 mil lei, corespunzător unui număr de 375.000 părți sociale în valoare de 10 lei fiecare și reprezentând o cotă de participare la capitalul social precum și la beneficii/pierderi de 25%.

3. Transelectrica pe piața de capital

3.1. Structura acționariatului

Figura 5: Evoluția structurii acționariatului 2025-2024



Compania garantează dreptul acționarilor la un tratament echitabil și la o corectă și completă informare asupra situației Companiei.

Toate acțiunile emise conferă deținătorilor drepturi egale și orice modificare a drepturilor conferite va fi supusă aprobării deținătorilor direct afectați, în adunarea specială a acestora.

Principalul acționar și deținător a 43.020.309 din totalul acțiunilor este Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului reprezentând un procent de 58,688%, restul de acțiuni, respectiv 30.282.833 reprezintă acțiuni liber tranzacționabile (free float).

La data de 31 decembrie 2025 cei doi acționari minoritari semnificativi sunt :

- Pavăl Holding SRL care deține **6,484%** din capitalul social al Companiei.
- NN Group N.V. care a devenit acționar minoritar semnificativ începând cu 11 aprilie 2019 și deține o participație de **5,467%**.

Tabel 1: Acțiuni Free Float

Acțiuni Free Float	31.12.2025	%
Nerezidenți, din care	902.376	2,98%
Persoane fizice	78.283	0,26%
Persoane juridice	824.093	2,72%
Rezidenți, din care	29.380.457	97,02%
Persoane fizice	4.603.858	16,20%
Persoane juridice	24.776.599	81,82%
Total acțiuni	30.282.833	100%

3.2. Evoluție preț acțiune

Compania este încadrată în categoria Premium a pieței reglementate administrate de BVB, acțiunile fiind tranzacționate sub simbol TEL.

Piața de capital din România este inclusă, începând cu 21 septembrie 2020, în indicii Piețelor Emergente, potrivit clasificării furnizorului global de indici FTSE Russell. Promovarea propriu-zisă la statutul de Piață Emergentă permite pieței de capital și economiei românești să absoarbă noi fonduri și transmite un semnal puternic către companiile private și de stat că pot crește semnificativ prin intermediul bursei.

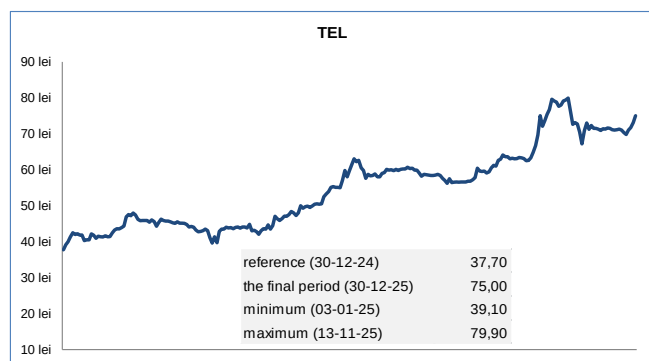
Transelectrica a împlinit 19 ani pe 29 august 2025 de la data listării la Bursa de Valori București în cadrul programului “O piață puternică - Dezvoltarea pieței de capital”, fiind prima companie cu capital majoritar de stat listată.

Anul 2025 a debutat cu un preț de tranzacționare de 37,70 lei/acțiune, deschizând parcursul spre prețul maxim al perioadei de 79,90 lei/acțiune înregistrat în data de 13 noiembrie 2025 ce a generat acționarilor un randament maxim de aproximativ 112% YTD.

Tranzacționarea acțiunilor TEL pe parcursul anului 2025 pe piața de capital din România a înregistrat 47.035 tranzacții cu un număr mediu de 191 tranzacții/zi și 5.298.024 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 297.247 mii lei.

Prețul final al perioadei a fost 75,00 lei și a adus acțiunilor TEL o capitalizare bursieră de 5.498 mil lei.

Figura 6: Evoluție preț acțiune TEL 2025



Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET | BET-TR | BET-TRN | BET-XT | BET-XT-TR | BET-XT-TRN | BETPlus | BET-NG | BET-EF | BET-BK.

Indicii BVB reflectă evoluția prețurilor celor mai tranzacționate companii listate sau evoluția anumitor sectoare reprezentative, cum ar fi sectorul financiar sau sectorul energetic. Ca metodologie de calcul, toți indicii BVB sunt indici de preț ponderați cu capitalizarea free float-ului, cu limite maxime pentru ponderile societăților componente. Cu excepția indicilor BET-TR, BET-TRN, BET-XT-TR și BET-XT-TRN care sunt ajustați pentru dividende, ceilalți indici reflectă doar evoluția prețurilor de piață.

Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

- indicele BET (Bucharest Exchange Trading - indicele de referință al pieței de capital ce reflectă evoluția celor mai lichide 20 companii listate pe piața reglementată a BVB) exclusiv societățile de investiții financiare (SIF-uri).
- indicele BET-NG (Bucharest Exchange Trading Energy & Related Utilities - indice sectorial care reflectă evoluția companiilor din domeniul energie și utilităților aferente listate pe piața reglementată a BVB).

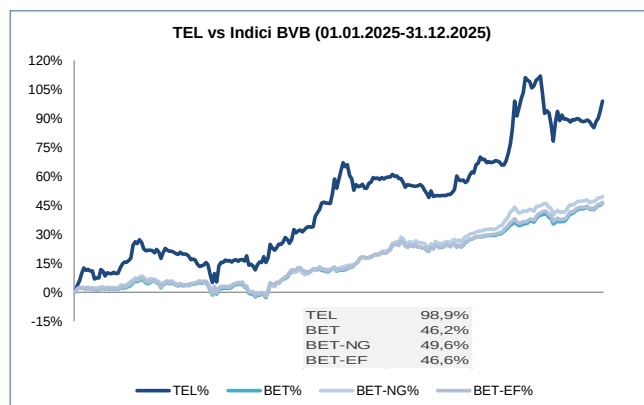
Tabel 2: Informații bursiere 2025 -2023

Indicator	2025	2024	2023
Număr de acțiuni	73.303.142	73.303.142	73.303.142
Capitalizare bursieră (mil. lei)	5.498	2.764	2.206
Capitalizare bursieră (mil. euro)	1.078	556	444
Preț maxim (lei/acțiune)	79,90	48,60	30,6
Preț minim (lei/acțiune)	39,10	28,20	21,0
Preț la începutul anului (lei/acțiune)	37,70	30,10	21,7
Preț la sfârșitul anului (lei/acțiune)	75,00	37,70	30,1
Profit pe acțiune (lei/acțiune)	4,91	7,99	2,91
PER	15,28	4,72	10,33
P/BV	0,93	0,48	0,43
Dividend pe acțiune din rezultatul perioadei (lei)	-	3,81	-

- indicele BET-EF (Bucharest Exchange Trading Energy, Utilities And Financials Index- indice sectorial care reflectă evoluția companiilor din domeniul energie, utilităților și financiar cu excepția fondurilor de investiții listate pe piața reglementată a BVB).

Evoluția acțiunii TEL în raport cu cei doi indici se regăsește prezentată în graficul alăturat:

Figura 7: TEL vs indici BVB 2025



Conform ultimei date de ajustare periodică înregistrată în data de 12.12.2025, acțiunile TEL dețin o pondere de 2,12% în indicele BET, 3,60% în indicele BET-NG și 2,68% în indicele BET-EF.

Variația randamentului acțiunilor TEL față de BET, BET-NG și BET-EF a oscilat în cadrul perioadei analizate și a înregistrat în data de 4 noiembrie 2025, evoluție pozitivă cu o creștere de 76 p.p. față de BET, 69 p.p. față de BET-NG și 75 p.p. față de BET-EF.

Randamentul acțiunilor la finalul perioadei analizate a înregistrat un avans de 53 p.p. peste randamentul BET, 49 p.p. peste randamentul BET-NG și de 52 p.p. peste randamentul BET-EF.

Pe plan internațional acțiunile TEL fac parte din componența indicilor MSCI Frontier și MSCI România.

Indicator	2025	2024	2023
Dividend pe acțiuni din rezultatul reportat (lei)*	0,48	-	0,28
Randamentul dividendului %	0,64	10,11	0,93
Free Float %	41,31	41,31	41,31

*propunere pentru aprobare AGA

3.3. Dividende

Politica de dividend a Companiei respectă prevederile OG nr.64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, cu modificările și completările ulterioare, precum și țintele stabilite de Agenția pentru Monitorizarea și Evaluarea Performanțelor Întreprinderilor Publice (AMEPIP).

Valoarea dividendelor țintă este de 50% din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit și acoperirea destinațiilor prevăzute în OG nr. 64/2001.

Astfel, după închiderea situațiilor financiare la 31.12.2025, profitul contabil rămas după deducerea

impozitului pe profit este de 360 mil lei și după repartizarea efectuată în conformitate cu prevederile OG nr. 64/2001, dividendul convenit acționarilor din profitul rămas de repartizat aferent exercitiului financiar încheiat la 31 decembrie 2023 este 0,0 lei.

Valoarea dividendelor convenite acționarilor din profitul rămas de repartizat al anului 2024, plătite de companie în cursul anului 2025, în conformitate cu prevederile Memorandumului nr. 658189/17.03.2025 emis de MF, a fost de 279,2 mil lei.

3.4. Rating

În data de 18 Martie 2025, Agenția Moody's Ratings a modificat perspectiva Transelectrica de la „stabilă” la „negativă”, menținând în același timp ratingul pe termen lung la nivelul Baa3 și ratingul BCA la ba1. Această modificare reflectă în mod direct schimbarea perspectivei ratingului suveran al României, operată de Moody's la data de 14 martie 2025.

În evaluare, ratingul Companiei este situat la nivelul ratingului suveran (Baa3 negativ), recunoscându-se performanța financiară îmbunătățită și rezultatele operaționale solide ale Companiei.

Schimbarea perspectivei de la stabilă la negativă reflectă legăturile existente între Transelectrica și acționarul său majoritar, Guvernul României, care deține 58,7% din companie, precum și expunerea companiei la presiunile asociate unei deteriorări a calității creditului suveran. În mod particular, aceasta reflectă faptul că orice retrogradare a ratingului Guvernului României ar anula îmbunătățirea actuală cu o treaptă („one notch uplift”) a ratingului final Baa3 al Transelectrica.

Într-un sens mai larg, BCA-ul Transelectrica continuă să fie susținut de: i) un profil de risc operațional scăzut, având în vedere poziția sa de monopol natural, în calitate de proprietar și operator al rețelei de transport al energiei electrice din România, complet reglementată;

(ii) un istoric consolidat al unui cadru de reglementare, în general favorabil din perspectiva creditului, aflat în prezent în cel de-al cincilea ciclu de reglementare, care se derulează în perioada 2025–2029;

(iii) indicatori financiari solizi, cu niveluri de numerar disponibile care depășesc în mod constant datoria restantă, ceea ce implică o marjă semnificativă de siguranță față de respectarea angajamentelor financiare.

Monitorizând elementele analizate de agenția de rating, precum lichiditatea, veniturile, structura datoriei, covenanții și capitalul de lucru, Compania nu se află în dificultate financiară însă schimbarea perspectivei ca urmare a rating-ului suveran poate influența costurile de finanțare și interesul investitorilor.

La data de 31 decembrie 2025, ratingul de credit al Transelectrica a rămas neschimbat față de revizuirea din martie, Agenția Moody's a menținut perspectiva „negativă” (stabilită pe 18 martie 2025), reflectând ratingul suveran al României, însă ratingul pe termen lung a rămas la nivelul Baa3.

Tabel 3: Rating Transelectrica

Agentie rating	2025	2024	2023
Moody's Investors Service	Baa3 negativ	Baa3 stabil	Baa3 stabil

3.5. Relația cu investitorii și părțile interesate

În contextul implementării regulilor și bunelor practici de guvernanta corporativă, Transelectrica este angajată într-o comunicare activă cu acționarii și investitorii, utilizând în acest sens mai multe canale de comunicare și interfețe dedicate. Compania conștientizează responsabilitatea importantă ce îi revine prin prisma calității de societate tranzacționată public.

Diversitatea acționariatului și prezența în principalii indici publicați de BVB accentuează exigențele în materie de transparență, relevanță a informației și rapiditate în diseminarea acesteia, precum și menținerea unui dialog continuu cu publicul investitor.

Relația cu acționarii este esențială pentru conducerea Transelectrica. Compania comunică constant cu acționarii și potențialii investitori, pe de o parte, prin diseminarea informărilor continue și periodice a informațiilor de interes și a datelor financiare rezultate, în acord cu legislația specifică pieței de capital, iar pe de altă parte prin ședințele Adunărilor generale ale acționarilor și corespondență electronică scrisă și telefonică prin contacte dedicate.

Astfel, acționarii și investitorii au acces la informațiile relevante pentru decizia investițională prin accesarea secțiunii dedicate din cadrul paginii de internet a Transelectrica, secțiunea Relații Investitori (ședințele AGA cu materialele de interes ale punctelor de pe ordinea de zi, situații financiare, guvernanta corporativă, rapoarte curente și prezentări periodice, informații despre dividende, etc).

Compania garantează dreptul acționarilor la un tratament echitabil și la o corectă și completă informare asupra situației Companiei. Toate acțiunile emise conferă deținătorilor drepturi egale și orice modificare a drepturilor conferite va fi supusă aprobării deținătorilor direct afectați, în adunarea specială a acestora.

Contextul noilor reglementări de guvernanta corporativă instituite în sarcina companiilor listate coroborat cu cele mai bune practici de guvernanta corporativă, permite Transelectrica identificarea modalităților de extindere pas cu pas a aplicării cadrului de raportare/informare, îmbunătățind constant principiile și standardele de guvernanta corporativă. Transelectrica realizează că performanțele în domeniul guvernantei corporative îi pot influența reputația. Comunicarea activă cu acționarii prin transmiterea de informații imparțiale, reale reprezintă factorul esențial pentru credibilitatea Companiei; Un nivel de transparență ridicat, acționează asupra culturii

organizaționale prin stimularea îmbunătățirii relației cu angajații, investitorii și societatea civilă.

Pentru un management mai eficient al timpului și al banilor, Compania menține contactul cu acționarii, investitorii, analiștii financiari și presa de specialitate prin folosirea mai des a tele/video-conferințelor, în loc de deplasări, pentru prezentarea rezultatelor financiare trimestriale/semestriale și anuale, organizate periodic de Companie.

Întâlnirile de prezentare a rezultatelor financiare sunt stabilite anual, comunicate prin Calendarul anual de Comunicare Financiară aprobat și diseminat la începutul fiecărui an prin intermediul instituțiilor pieței de capital.

Pe parcursul anului 2025 au avut loc următoarele întâlniri importante:

Eveniment organizat	Data
Prezentarea rezultatelor financiare aferente anului 2024	27 martie 2025
Ședința AGOA anuală de prezentare și aprobare a rezultatelor încheiate la 31.12.2024	11 iunie 2025
Prezentarea rezultatelor financiare aferente trimestrului I 2025	14 mai 2025
Prezentarea rezultatelor financiare aferente semestrului I 2025	14 august 2025
Prezentarea rezultatelor financiare aferente trimestrului III 2025	14 noiembrie 2025

Acțiunea Transelectrica este monitorizată de departamentele de research ale principalelor societăți de servicii de investiții financiare active pe piața reglementată administrată de Bursa de Valori București.

Compania menține un contact cu analiștii societăților care dețin Transelectrica în portofoliul de research.

În principal, acționarii în mod direct sau prin reprezentant au ales să-și exercite dreptul de vot în Adunările generale ale acționarilor, utilizând buletinele de vot prin corespondență, ca alternativă de participare fizică la sediul Companiei, accesând astfel căile de comunicare indirectă, respectiv fie prin poștă sau servicii de curierat (la adresa: București, Sector 3, str. Olteni nr. 2-4, clădirea „PLATINUM Center”), fie prin mijloace de comunicare electronice, prin secretar AGA desemnat. Este cunoscut faptul că, acționarii CNTEE "Transelectrica" S.A. se bucură de un tratament egal, obțin în mod nediscriminatoriu informații relevante, în timp util despre evenimente importante din activitatea Companiei.

Website-ul Companiei www.transelectrica.ro oferă transparență prin acces la informații de interes pentru acționari și publicul investitor, informații relevante de natură a influența decizia de a investi.

Totodată, Asociația pentru Relații cu Investitorii la Bursă din România (ARIR) evaluează anual nivelul de transparență. În anul 2025, indicatorul VEKTOR by ARIR a fost calculat în baza unei metodologii ce include 10 criterii. În urma monitorizării site-ului TEL, reprezentanții ARIR au acordat un punctaj 7 din 10 Companiei pentru anul 2025. Rezultatele sunt disponibile pe pagina fiecărui emitent în cadrul website-ului Bursei de Valori București (BVB) și pe site-ul.

În anul 2025, Transelectrica a continuat să își consolideze rolul strategic în Sistemul Energetic Național, într-un context marcat de accelerarea investițiilor și de evoluțiile generate de procesul de tranziție energetică. Activitatea de comunicare a Companiei a avut ca obiectiv principal susținerea unei informări corecte, coerente și transparente cu privire la proiectele majore de modernizare a infrastructurii energetice, precum și impactul acestora asupra siguranței și funcționării SEN.

Pe parcursul anului, eforturile de comunicare s-au concentrat pe prezentarea etapelor de implementare a proiectelor strategice incluse în Planul de Dezvoltare RET pentru perioada 2024-2033, evidențiind contribuția acestora la creșterea capacității de transport și la consolidarea interconectărilor cu sistemele energetice ale statelor vecine.

Un element central al strategiei de comunicare din 2025 l-a reprezentat transmiterea mesajelor instituționale din partea conducerii Companiei, cu accent pe importanța investițiilor în asigurarea securității energetice a țării.

Proiectele majore de investiții aflate în derulare au beneficiat de abordări de comunicare dedicate, menite să sprijine transparența și înțelegerea publică a demersurilor investiționale.

Activitatea de comunicare a inclus și derularea unei campanii dedicate aniversării a 25 de ani de activitate, sub mesajul „Transelectrica: 25 de oameni și fapte, 25 de ani de energie în mișcare pentru România”, campanie care a avut ca obiectiv principal evidențierea rolului esențial al specialiștilor Companiei în asigurarea funcționării în condiții de siguranță a SEN.

Prin intermediul acestei inițiative, au fost realizate și publicate 35 de materiale video pe pagina de Facebook a companiei, care au adus în prim-plan experiența profesională, competențele și dedicarea specialiștilor din diferite structuri ale Companiei. Campania a contribuit la consolidarea identității instituționale, la creșterea vizibilității activității desfășurate de Transelectrica și la promovarea valorilor profesionale.

Pentru anul 2026, Transelectrica are în vedere consolidarea direcțiilor de comunicare dezvoltate până acum, printr-o abordare și mai structurată și orientată către anticiparea nevoilor de informare a publicului.

Prioritățile vizează continuarea comunicării proactive privind stadiul investițiilor strategice în scopul îmbunătățirii continue a serviciului public prestat, aprofundarea dialogului cu părțile interesate și valorificarea instrumentelor digitale pentru o prezentare mai dinamică și mai accesibilă a activității Companiei.

4. Managementul riscului

4.1. Politica privind managementul riscului

În cadrul Companiei este implementat Sistemul de Management Integrat al Riscurilor, impus de cerințele strategice privind siguranța și continuitatea în operare a SEN și reprezentând o condiție fundamentală pentru un control managerial intern sănătos. Compania abordează proactiv managementul riscului, Directoratul asigurându-se astfel, într-o manieră rezonabilă, că obiectivele vor fi atinse prin gestionarea posibilelor amenințări. În acest sens, se urmărește identificarea și tratarea pierderilor potențiale, înainte ca evenimentele ce ar putea avea impact negativ să aibă loc, cu pregătirea prealabilă a soluțiilor tehnice, operaționale și financiare specifice pentru a diminua sau contracara aceste eventuale pierderi.

Administrarea riscurilor de către Companie respectă cerințele legale și de reglementare în vigoare, de a avea capacități de control al riscului adecvate profilului de risc al Companiei, pentru identificarea, evaluarea, administrarea, monitorizarea, comunicarea, consultarea și raportarea riscurilor:

- Ordinul Secretariatului General al Guvernului nr. 600/2018 privind aprobarea Controlului intern managerial al entitatilor publice,
- cerințele Reglementatorului și alte cerințe derivate din calitatea de Companie listată la Bursa de Valori București sau impuse de agenții de rating ori auditori.

La nivelul Companiei, riscurile care ar putea avea un impact substanțial asupra realizării/îndeplinirii obiectivelor Companiei sunt gestionate în conformitate cu procedurile operaționale specifice activităților și în conformitate cu procedura de sistem Managementul riscului.

În anul 2025, s-a realizat și a fost aprobat de către Directoratul Companiei, *Registrul Riscurilor semnificative la nivel de Companie - 2025*, având ca scop minimizarea efectelor riscurilor semnificative la care este expusă Compania.

Registrul riscurilor a fost întocmit în conformitate cu cerințele Standardului 8 Managementul riscului, din OSGG nr. 600/2018.

Totodată, s-a realizat și a fost aprobat de către Directorat Planul de implementare a măsurilor de control pentru riscurile semnificative pentru anul 2025.

Acțiunile luate pentru ținerea sub control a riscurilor, în anul 2025 în principal, au diminuat probabilitatea de

materializare și impactul riscului, față de nivelul riscurilor inerente.

Riscurile materializate au fost tratate în conformitate cu strategia adoptată, impusă de circumstanțele care au favorizat apariția riscului.

Stabilirea strategiei de gestionare a riscurilor presupune:

- acceptarea riscului
- monitorizarea riscului
- tratarea riscului pentru eliminarea / diminuarea la un nivel acceptabil prin măsuri
- externalizarea riscului prin asigurări, externalizarea activității și alte contracte cu terți (contracte de asigurări la nivelul Companiei – servicii de asigurări voluntare de sănătate, servicii de asigurare clădiri bunuri, servicii de asigurare de răspundere civilă profesională etc).

Pentru riscurile cu impact minor nu au fost luate măsuri speciale de monitorizare, tratare sau externalizare, urmările materializării acestora fiind înlăturate în procesele curente de mentenanță și remediere.

S-au efectuat, de către fiecare entitate organizatorică (direcție, departament, sucursală teritorială de transport), identificarea celor mai adecvate și fezabile acțiuni de tratare/monitorizare a riscurilor, în conformitate cu responsabilitățile de administrare a acestora, astfel încât să se înregistreze valori cât mai reduse ale expunerii la risc, în contextul intern și extern dat.

S-au luat și măsuri de externalizare a riscului, un exemplu elocvent fiind măsurile de încheiere de contracte de asigurări la nivelul Companiei.

Strategiile de combatere a riscurilor au constat preponderent în:

- tratarea riscurilor semnificative în vederea diminuării la un nivel acceptabil și
- monitorizarea riscurilor semnificative (medii și ridicate).

Strategiile pentru controlul riscurilor sunt identificate/descrie în *Registrul riscurilor Companiei, pentru riscurile semnificative (ridicate și medii)*, dintre instrumentele de implementare/control intern utilizate, putem menționa:

- măsuri în cadrul programelor de achiziții/ mentenanță/ investiții/ pregătire profesională a personalului;
- măsuri dedicate privind identificarea, monitorizarea, tratarea sau externalizarea riscurilor;
- contracte de asigurări care se derulează la nivelul Companiei;

- prevederi contractuale (referitoare la garanție de bună execuție-GBE, penalități);
- elaborarea sau revizia procedurilor;
- modificarea organizării procesuală și structurală;
- indicator de performanță atașat obiectivului;
- redistribuirea personalului;
- constituirea sau actualizarea de baze de date.

4.2. Obiectivele Transelectrica privind managementul riscului

Directoratul Companiei urmărește menținerea continuității funcțiilor strategice de operator de sistem și transportator al energiei electrice în cadrul SEN al României, chiar și în circumstanțele cele mai nefavorabile.

Atât în mod direct, cât și prin implementarea la nivelul sucursalelor teritoriale de transport și filialelor, precum și prin transpunerea cerințelor aplicabile în contractele de servicii cu furnizorii specializați, politica Companiei are ca scop funcționarea în conformitate cu normele de calitate, securitate și eficiență prevăzute de Codul Tehnic al RET și orice alte reglementări specifice aplicabile, cu accent pe respectarea criteriilor de siguranță și sănătate a angajaților, precum și asigurarea protecției și conservării proprietății și mediului.

Conducerea Companiei a stabilit următoarele obiective strategice în ceea ce privește managementul riscurilor:

- înțelegerea riscurilor la care este expusă Compania, a cauzelor, a posibilelor deviații de la buget și a costurilor acestora, precum și a impactului asupra obiectivelor generale și specifice;
- menținerea unui mediu de lucru sigur pentru angajați;
- operarea echipamentelor și a instalațiilor în condiții de siguranță, fără pericole pentru terți și fără afectarea mediului înconjurător;

- implementarea măsurilor optime de control al riscurilor.

Obiectivele principale stabilite includ:

- îmbunătățirea profilului de risc al Companiei, prin administrarea procesului global de identificare, evaluare și monitorizare a riscurilor și de implementare a controlului necesar,
- eliminarea sau reducerea la minim a condițiilor și practicilor care pot conduce la neîndeplinirea indicatorilor de performanță, la întreruperea sau limitarea activității Companiei;
- reducerea costului total al riscului pentru a contribui la asigurarea resurselor financiare necesare cheltuielilor de operare, plății datoriilor și realizării investițiilor.

Activitățile Companiei sunt sensibile la condițiile economice generale, care pot influența cantitatea de energie electrică transportată și implicit veniturile și rezultatele operaționale. În plus, cererea pentru energie electrică și prețul acesteia depind de o varietate de factori asupra cărora Transelectrica nu are control, și anume:

- evoluțiile economice și politice la nivel global și regional;
- cererea consumatorilor din industrie;
- condițiile climatice;
- tarifele reglementate de ANRE pentru serviciile de transport și sistem;
- legile și reglementările existente.

4.3. Principalele riscuri identificate

Managementul riscului este parte integrantă a managementului Companiei și a proceselor de luare a deciziilor, contribuind la atingerea obiectivelor într-un grad mai mare, printr-o planificare mai exactă ținând cont de riscuri și prin măsurile de limitare și control a potențialelor efecte adverse asupra performanței financiare a Companiei datorate imprevizibilității mediului economic și financiar.

Activitatea de gestionare a riscurilor, în anul 2025 s-a desfășurat în mod corespunzător, la nivelul întregii

Companii, respectând integral și la timp, cerințele legale și reglementările interne.

Ca axe de progres, pentru eficientizarea procesului de gestiune a riscului, se recomandă:

- fundamentarea activităților / proiectelor propuse pentru includerea în programele anuale de investiții, achiziții și mentenanță a aspectelor legate de managementul riscului - ce riscuri ale Companiei se diminuează și estimarea efectelor privind modificarea impactului și a probabilității de apariție a riscurilor respective; aceste aspecte vor

fi cuprinse și în raportările privind realizarea programelor anuale

- identificarea riscurilor semnificative, care nu pot fi manageriate prin activitățile de investiții, achiziții și mentenanță, riscuri pentru care trebuie întocmite planuri de măsuri privind monitorizarea, tratarea sau externalizarea acestora (împreună cu propunerile financiare aferente, dedicate special acestor activități)
- raportările (sinteza) privind modul de realizare a programelor anuale de investiții, achiziții și mentenanță să fie transmise, spre știință și președintelui echipei de management al riscurilor la nivel de Companie, pentru urmărirea modului de ținere sub control a riscurilor
- identificarea interdependențelor – ce alte entități organizatorice pot induce riscuri în activitatea unei entități organizatorice; ce alte entități organizatorice pot fi afectate în cazul materializării unor riscuri în activitatea unei EO
- corelarea procedurii operaționale și a celorlalte reglementări interne și utilizarea unei terminologii unitare, pentru a fi în concordanță modul de lucru actual cu legislația în vigoare.

De asemenea, elaborarea, actualizarea, implementarea, menținerea în funcțiune, auditarea și îmbunătățirea continuă a Sistemului de Management Integrat al Riscului, în toate entitățile organizatorice ale Companiei prin activitatea Managementul Riscului, facilitează realizarea eficientă și eficace a obiectivelor Transelectrica contribuind la creșterea valorii Companiei.

Pentru îmbunătățirea managementului riscului în rețelele de transport este necesară implementarea politicilor de mentenanță predictivă bazate pe estimări mai exacte ale duratei de viață a activelor.

Pentru programarea și planificarea lucrărilor/serviciilor, având în vedere prioritățile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de dezvoltare (pe termen mediu și lung) și pe termen scurt, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Din punct de vedere tehnic, având în vedere incertitudinile privind evoluția sistemului și a cadrului economic, se caută soluții robuste și flexibile, care să facă față mai multor scenarii posibile, diminuând astfel riscurile.

Abordarea bazată pe riscuri privind starea tehnică ajută la prioritizarea și optimizarea portofoliilor de investiții de capital.

În procesul de actualizare a Registrului riscurilor s-a constatat menținerea expunerii la risc la nivelul anului anterior, riscurile reziduale, față de precedentă

evaluare menținându-se în general la același nivel. Riscurile identificate în anii precedenți sunt ținute sub control corespunzător.

Principalele riscuri și incertitudini 2025

Principalele riscuri financiare pe care Compania le poate întâmpina în cadrul desfășurării activității sale sunt sumarizate în cele ce urmează:

➤ Riscuri tehnice și operaționale

Riscurile tehnice și operaționale, generate fie de natura tehnică a echipamentelor, fie de nerespectarea procedurilor sau sistemelor interne, pot afecta negativ activitatea Transelectrica, constituind un obstacol în atingerea obiectivelor propuse și influențând situația financiară a companiei.

Materializarea riscurilor de natură tehnică sau rezultate din nerespectarea procedurilor sau sistemelor existente, generate de comportamentul angajaților sau de evenimente externe – inclusiv hazard, ar putea influența negativ activitatea Companiei, reprezentând un obstacol în atingerea rezultatelor propuse și afectând totodată situația financiară a Companiei:

- Pierderea stabilității SEN,
- Avarii la instalații și echipamente; Avarierea / indisponibilizarea instalațiilor și echipamentelor,
- Avarierea/ defectarea / indisponibilizarea:
 - LEA de 220 kV și 400 kV,
 - aparatajul primar din stațiile de transformare,
 - unităților de transformare și/sau a bobinelor de compensare,
 - sistemelor de protecție și de automatizare,
 - sistemelor de comandă control - monitorizare (SCC),
 - instalațiilor de servicii interne de curent continuu și curent alternativ,
 - instalațiilor de prevenire și stingere a incendiilor,
 - sistemelor de comunicații / telecomunicații,
- Disfuncționalități ale sistemelor și platformelor utilizate în conducerea operativă, comunicații și telecomunicații,
- Realizarea incompletă a Programului de Mentenanță RET,
- Realizarea sub nivelul programat al programului anual de investiții (cantitativ și calitativ) ,
- Neîndeplinirea condițiilor / cerințelor legale.

În perioada analizată, nivelul expunerii la astfel de riscuri a rămas constant față de anul precedent. Evenimentele meteorologice severe au avut un impact semnificativ asupra infrastructurii: la 7 iulie 2025, în stația de transformare Cluj Napoca, un stâlp al Liniei Electrice Aeriene (LEA) 400 kV Gădălin-Roșiori - a

fost doborât din cauza fenomenelor meteo extreme, iar la 8 iulie 2025, în stația de transformare Timișoara, mai mulți stâlpi ai LEA 220 kV Reșița-Timișoara au căzut, provocând întreruperi semnificative.

Consecințele acestor evenimente includ întreruperi în alimentarea cu energie electrică, costuri importante de remediere, penalizări și compensații, precum și o creștere a cheltuielilor operaționale pentru întreținerea infrastructurii afectate.

Pe termen mediu și lung, este de așteptat o creștere a costurilor pentru reparații, întreținere preventivă și posibile pierderi de venituri cauzate de perioadele de întrerupere a transportului de energie și scăderea ajutoarelor de compensare a pierderilor tehnice (CPT).

În plus, la 23 septembrie 2025, Transelectrica a finalizat fuziunea prin absorbție dintre filialele Teletrans SA și Formenerg SA, un pas important care aduce potențialul de eficientizare operațională, consolidare de resurse și reducere a costurilor, însă care implică și costuri de integrare, ajustări contabile și posibile provocări legate de alinierea proceselor și infrastructurii.

Astfel, compania rămâne atentă și dedicată gestionării proactive a riscurilor tehnice și operaționale, pentru a susține continuitatea serviciilor și stabilitatea financiară pe termen lung.

➤ Riscuri financiare

Din punct de vedere al managementul riscului financiar, riscurile la care este expusă Compania, având cele mai semnificative efecte asupra rezultatelor financiare, decurg din instrumentele financiare: riscul de rată a dobânzii, riscul valutar, riscul de credit și riscul de lichiditate. Alte riscuri ce pot afecta performanța Companiei sunt: riscul privind prevederile din acordurile de finanțare, riscul deteriorării ratingului de credit, riscul de preț datorat imprevizibilității pieței de energie (care pot duce la creșteri semnificative de costuri asociate CPT).

Principalele riscuri pe care Compania le poate întâmpina în cadrul desfășurării activității sale sunt sumarizate în cele ce urmează:

Riscul de rată a dobânzii

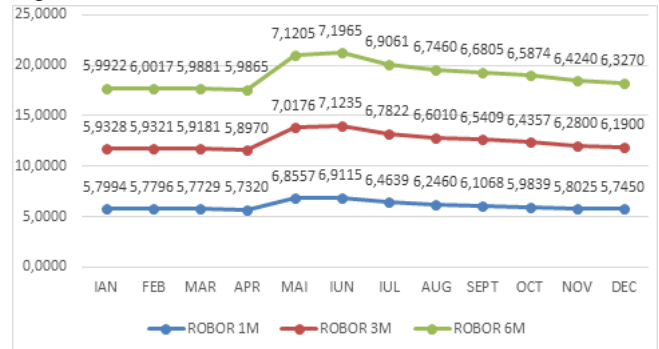
Pentru a limita impactul fluctuațiilor ratelor dobânzii asupra lichidității companiei, Transelectrica a contractat credite pe termen lung cu rată fixă a dobânzii, iar creditele pe termen scurt beneficiază de cele mai avantajoase rate negociate, predominant variabile.

Pe parcursul anului 2025, ratele de dobândă pe piața monetară națională au înregistrat o tendință

descrescătoare, cu ROBOR 1M ajungând de la o valoare maximă de 6,91% (Iunie 2025) la un minim de 5,74% la Decembrie 2025.

Expunerea companiei la riscul de variație a ratei dobânzii se manifestă mai ales prin linia de credit pe termen scurt, care are dobândă variabilă.

Figura 8: ROBOR 1M, 3M, 6M Ianuarie-Decembrie 2025



Creditele pe termen lung, contractate în euro, sunt purtătoare de dobândă fixă, reducând astfel riscul asupra costurilor financiare pe termen lung.

Compania monitorizează în mod continuu indicatorii macroeconomici relevanți, iar riscul privind variațiile ratelor dobânzilor nu s-a materializat în perioada analizată.

Riscul valutar

Riscul valutar exprimă o probabilitate de a înregistra pierderi financiare din contractele comerciale internaționale sau din alte raporturi economice (depreciere RON vs valute), din cauza modificării cursului de schimb valutar în perioada dintre încheierea contractului și scadența acestuia.

O metodă prin care se pot evita astfel de efecte este reprezentată de înscrierea în contracte, atunci când este posibil, a clauzelor de ajustare a prețurilor în funcție de evoluția cursului de schimb. Aplicarea diferitelor măsuri extracontractuale pot proteja Compania de prezența efectelor negative.

Pentru limitarea impactului fluctuației cursului valutar, Compania negociază prin intermediul departamentului specializat, rate avantajoase de schimb valutar și monitorizează permanent indicatorii macroeconomici. Pentru onorarea obligațiilor în valută, Compania are deschise conturi în valută la bănci comerciale din cadrul sistemului bancar românesc și aplică politici prudente de lichiditate pentru a asigura disponibilitățile necesare plăților externe.

Nivelul veniturilor și cheltuielilor din diferențele de curs valutar realizate în anul 2025 a fost influențat în mod preponderent de volumul tranzacțiilor aferente segmentului de activitate privind cuplarea piețelor, corelat cu evoluția ratelor de schimb valutar ale

monedei naționale față de moneda euro. Această dinamică a generat atât creșteri ale veniturilor, datorate în special performanțelor pe piața de alocare capacitate și pe segmentul de interconectare, cât și majorări ale cheltuielilor aferente diferențelor de curs valutar.

De asemenea riscul valutar aferent anului 2025 a fost determinat de o combinație de factori interni și externi, inclusiv politici fiscale, situația politică internă și tendințele piețelor financiare globale.

Deși BNR a asigurat menținerea unui curs stabil, leul a resimțit presiuni de depreciere față de euro, determinate de nivelul ridicat al deficitului de cont curent și de cererea crescută de valută.

Pe parcursul anului 2025 cursul mediu de schimb EUR/RON s-a situat la valoarea de 5.0415 lei. Această evoluție a generat o ușoară creștere a cheltuielilor pentru plățile denominate în valută, cu precădere pentru cele în euro.

În anul 2025, rapoartele indică diferențe din cursul valutar care au influențat cheltuielile, dar fără efecte semnificative raportate ca pierderi majore.

Monitorizarea constantă a factorilor relevanți și gestionarea prudentă permit companiei să minimizeze efectele adverse ale fluctuațiilor și să valorifice oportunitățile apărute în activitățile de interconectare.

Figura 9: Evoluție curs valutar 2025



Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate este gestionat prin menținerea unui echilibru optim între resursele disponibile și obligațiile de plată la scadență.

Pentru finalul anului 2025, abordarea companiei a fost una adaptativă, corelată cu dinamica pieței energetice și a indicatorilor macroeconomici.

În timp ce în primele trei trimestre nu a fost necesară utilizarea liniilor de credit, la data de 31 decembrie 2025, Transelectrica a ales să utilizeze linia de credit în valoare de 175 mil RON, a cărei valabilitate expiră în luna martie 2026, contractată pentru finanțarea activității curente, în proporție de 99%, pentru a asigura o fluiditate optimă a plăților și susținerea

activităților curente la închiderea de an, motivat de tardivitatea recuperării TVA de la statul român (mai mult de 120 de zile)

Lichiditatea a fost afectată atât de ieșirile de capital planificate, reprezentate de plata dividendelor în cuantum de circa 280 milioane lei, cât și de presiunea exercitată de costuri, în contextul unei inflații medii anuale de aproximativ 7,3% în anul 2025 (în creștere față de 5,6% în 2024), conform datelor oficiale publicate de Institutul Național de Statistică (INS).

Compania acordă atenție sporită gestiunii eficiente a trezoreriei, prin administrarea eficientă a fluxurilor de numerar și optimizarea surplusului de lichiditate pentru a putea onora obligațiile financiare pe măsură ce acestea ajung la scadență, precum și disponibilitatea, în caz de necesitate, de a apela la finanțări prin facilități de credit adecvate.

Pe parcursul anului 2025, Compania a menținut un nivel adecvat al lichidității. Fluxurile de numerar operaționale au fost pozitive, asigurând capacitatea Companiei de a-și onora obligațiile pe termen scurt.

Această abordare integrată și proactivă în managementul riscului de lichiditate asigură stabilitatea financiară și capacitatea Transelectrica de a onora obligațiile în condițiile unui mediu economic volatil și unui cadru reglementar în schimbare.

Riscul de credit

Riscul de creditare reprezintă posibilitatea unei pierderi financiare generate de neîndeplinire, totală sau parțială, a obligațiilor asumate de un partener contractual, în special în ceea ce privește creanțele comerciale.

Acest risc poate afecta în mod direct lichiditatea și stabilitatea financiară a unei companii, prin creșterea provizioanelor și apariția unor dificultăți în recuperarea sumelor datorate.

Gestionarea riscului de credit presupune implementarea unor politici și proceduri eficiente în procesul de facturare și colectare a creanțelor, monitorizarea riguroasă a termenelor de plată, evaluarea solidității financiare a clienților și aplicarea unor măsuri preventive pentru reducerea expunerii la creanțe neîncasabile. De asemenea, este importantă adaptarea continuă a acestor politici pentru a ține cont de condițiile economice și de comportamentul debitorilor.

În perioada analizată, procesul de facturare și colectare a creanțelor de la clienți în cadrul Transelectrica s-a desfășurat eficient, cu respectarea majorității termenelor de plată, iar întârzierile în

încasări au fost minore, fără a afecta în mod semnificativ lichiditatea companiei.

Acest fapt reflectă o gestionare adecvată a riscului de credit, care contribuie la menținerea unui echilibru financiar sănătos.

Prin urmare, riscul de credit este o componentă esențială a managementului financiar și implică măsuri proactive pentru identificarea, evaluarea și controlul potențialelor pierderi financiare generate de neîncasarea creanțelor comerciale.

Riscul privind prevederile din acordurile de finanțare

Compania are contracte de finanțare încheiate cu instituții financiare internaționale (IFI) și bănci comerciale pentru finanțarea proiectelor de investiții și pentru susținerea unor activități operaționale, ca parte a obiectului de activitate. În cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari, încălcarea acestor clauze putând atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a facilităților de finanțare.

De asemenea, unele facilități de finanțare prezintă clauze penalizatoare în cazul rambursării anticipate.

În anul 2025, Compania a respectat prevederile (covenanții) stipulate în acordurile de finanțare existente, menținând un nivel foarte scăzut al ratei de îndatorare și asigurând conformitatea cu termenele și condițiile convenite.

Pe parcursul perioadei analizate, nu s-au primit notificări privind nerespectarea acestor clauze, fapt ce reflectă o gestionare prudentă și eficientă a obligațiilor contractuale și financiare asumate de Companie.

Până la această dată, nu s-au înregistrat sancțiuni sau avertizări din partea finanțatorilor legate de neîndeplinirea prevederilor contractuale.

Tabel 4: Structura datoriei pe termen lung *

mil. lei	
31 decembrie 2025 (echivalent mil lei)	8
31 decembrie 2024 (echivalent mil lei)	32
31 decembrie 2023 (echivalent mil lei)	56

*Inclusiv porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung

Riscul de contrapartidă

Reprezintă riscul ca într-o tranzacție financiară, cealaltă parte să nu-și respecte obligațiile contractuale.

Pentru gestionarea acestui risc, Transelectrica utilizează o serie de măsuri profesionale, cum ar fi evaluarea riguroasă a bonității contrapartidelor prin

ratinguri de credit și analize financiare, precum și solicitarea de garanții adecvate.

Acest proces ajută la monitorizarea permanentă, gestionarea activă și tratarea eficientă a riscului de neexecutare a obligațiilor. La sfârșitul anului 2025, Transelectrica a continuat să monitorizeze cu atenție acest risc.

Compania dispune de o linie de credit pentru finanțarea schemei de sprijin tip bonus pentru cogenerare de înaltă eficiență, cu dobândă variabilă legată de referința ROBOR 1M, facilitând astfel gestionarea financiară optimă a acestui segment.

În perioada analizată, nu au fost identificate alte expuneri semnificative la riscul de contrapartidă, ceea ce reflectă calitatea ridicată a partenerilor comerciali cu care Transelectrica colaborează, dar și eficiența măsurilor interne implementate pentru prevenirea acestui risc.

Gestionarea riguroasă a riscului de contrapartidă este esențială pentru stabilitatea financiară a Companiei, contribuind la menținerea unui echilibru sănătos între obligațiile contractuale și fluxurile financiare ale companiei, în contextul pieței energetice din ce în ce mai dinamice și volatilității asociate acestora.

➤ Riscul legislativ

Reprezintă expunerea Transelectrica la efectele negative generate de schimbările legislative, de reglementare sau politicile guvernamentale.

În anul 2025, implementarea unor măsuri fiscale majore, precum majorarea TVA la 21% și introducerea „taxei pe stâlp” pentru infrastructură, a impus adaptări complexe ale fluxurilor financiare.

De asemenea, aplicarea Ordinului ANRE nr. 60/2025, care a crescut tariful serviciilor de sistem de la 7,04 lei/MWh la 12,79 lei/MWh (aprox. 82%), a reconfigurat structura veniturilor abia începând cu luna septembrie.

Aceste modificări, suprapuse peste o rată a inflației de 7,3% la finalul anului 2025, conform datelor oficiale furnizate de Institutul Național de Statistică (INS), pot pune presiune pe sustenabilitatea investițiilor dacă nu sunt reflectate prompt în tarife.

Totuși, prin monitorizarea continuă și un management preventiv, Transelectrica a asigurat conformitatea deplină la 31 decembrie 2025, fără cazuri de neconformitate și cu toate obligațiile fiscale achitate la termen.

Compania rămâne axată pe menținerea unui dialog constructiv cu autoritățile pentru a asigura un cadru de reglementare predictibil, esențial pentru stabilitatea operativă într-un mediu legislativ volatil.

➤ **Riscuri privind neîndeplinirea condițiilor legale**

Riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale pentru Transelectrica se referă la posibilitatea de a nu respecta anumite obligații impuse prin legislația națională și europeană aplicabilă activităților companiei.

Nerespectarea acestor prevederi poate conduce la consecințe semnificative, inclusiv sancțiuni financiare, penalități sau alte măsuri coercitive, care pot afecta negativ lichiditatea și operațiunile Transelectrica.

Lichiditatea companiei poate fi impactată de penalizările rezultate în urma unor neconformități identificate în cadrul controalelor periodice efectuate de autoritățile competente, precum ANAF, CCR, MF și alte organisme de supraveghere.

În acest context, Transelectrica acordă o atenție deosebită conformității legislative și implementează politici și proceduri interne pentru a preveni și gestiona riscul de neîndeplinire a obligațiilor legale.

Compania investește în instruirea și pregătirea personalului, monitorizarea continuă a modificărilor legislative și colaborarea cu autoritățile de reglementare pentru a asigura o conformitate maximă cu cerințele legale în vigoare, ceea ce contribuie la diminuarea riscului și la menținerea stabilității operaționale și financiare.

Această gestionare proactivă a riscului legal este esențială pentru prevenirea unor posibile impacturi negative ce ar putea afecta nu doar lichiditatea, ci și reputația și capacitatea de operare a companiei.

➤ **Riscul de preț**

Transelectrica nu este direct expusă fluctuațiilor prețurilor de piață ale energiei, întrucât veniturile sale provin preponderent din tarifele reglementate pentru serviciile de transport ale energiei electrice. Cu toate acestea, volatilitatea pieței poate exercita un impact indirect asupra companiei, influențând cererea de energie electrică. Creșterile semnificative ale prețurilor pe piața liberă pot determina consumatorii să reducă consumul sau să migreze către contracte alternative mai avantajoase, afectând astfel volumul energiei transportate de Transelectrica.

Factorii cheie care influențează riscul de preț includ politicile energetice naționale și europene, deciziile guvernamentale și reglementările emise de ANRE, cum ar fi politicile de tranziție energetică sau modificările fiscale.

De asemenea, variațiile capacității de producție provenită din surse regenerabile, cum ar fi energia eoliană sau solară, generează fluctuații semnificative

ale prețurilor, în special în condiții meteorologice extreme.

Pentru gestionarea acestui risc, compania colaborează strâns cu ANRE pentru ajustarea periodică a tarifelor de transport al energiei electrice, astfel încât acestea să reflecte fidel costurile de operare și investițiile realizate.

Totodată, investițiile susținute în tehnologie și managementul avansat al energiei sporesc flexibilitatea Transelectrica în fața oscilațiilor pieței energetice, contribuind la atenuarea impactului volatil al pieței.

În contextul imprevizibilității pieței de energie, care poate genera creșteri semnificative ale costurilor asociate cu CPT, acest risc poate afecta compania în multiple moduri, cu un impact potențial amplificat de volatilitatea piețelor de energie la nivel național și internațional.

Pentru a contrabalansa aceste oscilații, compania utilizează mecanismele de corecție tarifară agreeate cu autoritatea de reglementare. Ajustările aplicate în a doua jumătate a anului 2025 au avut rolul de a echilibra balanța dintre venituri și costurile de achiziție a serviciilor de sistem/capacitate de echilibrare, asigurând sustenabilitatea financiară în fața volatilității pieței.

Această abordare echilibrată reflectă atât oportunitățile, cât și provocările riscului de preț, oferind o perspectivă realistă asupra modului în care Transelectrica gestionează și atenuează impactul pieței energetice în continuă schimbare.

La data de 31 decembrie 2025, Transelectrica continuă să prioritizeze investițiile în tehnologii de monitorizare și prognoză. Acestea permit un management mai eficient al fluxurilor de energie și o mai bună anticipare a necesarului de achiziții, reducând expunerea la „vârfurile” de preț de pe piața de echilibrare.

➤ **Riscul deteriorării ratingului de credit** apare ca urmare a înrăutățirii indicatorilor financiari, climatului macroeconomic și politic sau/și înrăutățirii performanței financiare a Companiei.

Acesta reflectă un complex de factori, cu potențial efect asupra creșterii costurilor de finanțare pe piața de credit, ceea ce poate afecta semnificativ Compania având în vedere o posibilă nevoie de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiții din cadrul Planului de Dezvoltare RET 2026-2035.

➤ Riscul investițional

Pe parcursul anului 2025 Transelectrica a continuat implementarea planului său ambițios de investiții (CAPEX) destinat modernizării și extinderii rețelei de transport. Monitorizarea constantă a stadiului de execuție a proiectelor majore și a evoluției costurilor a fost o prioritate, alături de identificarea timpurie a potențialelor riscuri legate de depășirea bugetelor sau întâzieri.

Compania a efectuat analize periodice privind perspectivele de rentabilitate ale investițiilor, asigurând o alocare prudentă a resurselor financiare și urmărind maximizarea beneficiilor economice pe termen lung.

Pe lângă implementarea proiectelor proprii, Transelectrica a monitorizat activ performanța filialelor sale care furnizează servicii esențiale, evaluând capacitatea acestora de a susține operațiunile companiei-mamă. Eforturile au vizat asigurarea continuității și calității serviciilor prestate, identificarea timpurie a riscurilor operaționale și financiare la nivel de filială și implementarea măsurilor preventive

necesare pentru limitarea impactului acestora asupra activității companiei.

Datorită unei gestionări proactive a riscurilor asociate investițiilor în active și a performanței filialelor, potențialele efecte negative au fost eficient diminuate pe parcursul întregului exercițiu financiar 2025, contribuind la stabilitatea și dezvoltarea durabilă a Transelectrica.

Evenimente și factori de incertitudine ce pot afecta Compania în anul 2026

Schimbările climatice și condițiile meteorologice extreme pot expune Compania la o serie de evenimente și factori de incertitudine care pot afecta activitatea Companiei, cum ar fi vremea severă (furtunile, inundațiile sau înghețul) poate afecta rețelele electrice ducând la întreruperi ale alimentării cu energie electrică.

Modificările legislative referitoare la protecția mediului sau la încurajarea surselor de energie regenerabilă pot impune investiții suplimentare sau schimbări în infrastructura existentă.



5. Resurse umane

Construirea unui viitor energetic durabil nu este o sarcină ușoară. Este esențial să avem alături oameni care își aduc expertiza și lucrează cu determinare, pasiune în fiecare etapă a activității pe care o desfășoară, de la faza de proiectare până la execuție, profesioniști capabili să transforme proiecte complexe în realitate.

Transelectrica consideră importantă necesitatea creării unui mediu de muncă atractiv, stabil și motivant, sigur și sănătos, cu obiectivul de a deveni un angajator atractiv al specialiștilor din domeniul energetic, un hub de gândire și acțiune strategică pentru dezvoltarea sectorului energetic românesc

Oamenii săi, într-un context de cultură organizațională și profesionalism, determină, pe termen lung, rezistența și vizibilitatea Companiei pe o piață a muncii dinamică și într-o continuă schimbare.

Structura personalului

Compania recunoaște că salariații constituie resursa cea mai importantă pentru bunul mers al activității. În acest sens își propune ca prin politica de personal pe care o promovează să asigure cu prioritate dezvoltarea resursei umane, realizarea unui nivel de cointerese materială și de motivare adecvat cerințelor actuale.

În perioada ultimilor ani, managementul resurselor umane a avut ca obiectiv principal creșterea gradului de implicare a personalului.

Potrivit licenței de funcționare, Transelectrica nu utilizează, de regulă, angajați în regim temporar. Exploatarea stațiilor electrice din RET și asigurarea serviciilor de dispecerizare a SEN se realizează cu personal operațional organizat în program de tură permanentă.

De asemenea, în cadrul Transelectrica se promovează o politică de diversitate a resurselor umane, respectiv diversitate de gen, diversitate de vârstă, diversitate educațională.

Compania promovează diversitatea ca element esențial al guvernantei și performanței durabile, asigurând reprezentare echilibrată în ocuparea funcțiilor de conducere, diversitate de vârstă și formare profesională, în conformitate cu bunele practici europene, dar ținând seama de procedurile de recrutare și promovare din cadrul Companiei și de legislația aplicabilă în dreptul muncii.

Diversitatea de gen în cadrul Companiei se regăsește în anumite domenii de activitate, de menționat faptul că activitatea care se desfășoară în cadrul Companiei este una specifică, cu caracter tehnic, în zona operativă și de exploatare, posturile fiind ocupate în majoritate de personal de sex masculin.

Politica de diversitate de gen pentru funcțiile de conducere are într-adevăr avantaje în ceea ce privește asigurarea unui echilibru decizional și reducerea riscurilor manageriale răspunzând totodată recomandărilor promovate de Uniunea Europeană și de Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică.

De asemenea promovarea unei politici de diversitate de gen poate conduce la creșterea transparenței decizionale și consolidarea imaginii instituționale.

Salariații Companiei au vârste cuprinse între 20 și 68 de ani, diversitatea de vârstă asigurând un echilibru între experiență și inovație, fapt care contribuie la transferul de competențe între generații, creșterea adaptabilității organizaționale și diminuarea riscului de excludere profesională.



Ca și nivel educational, în cadrul Transelectrica se regăsesc atât studii medii cât și superioare cu un spectru larg de specializări (electrician, maestru mecanic, electronist, sudor, jurist, medic, psiholog, matematician, inginer calculatoare, electromecanic, energetica, inginerie electrică, economist etc), diversitatea educațională contribuind la abordări interdisciplinare, ajutând inovația și soluțiile complexe fapt care conduce la creșterea flexibilității operaționale, concomitent cu diversificarea competențelor.

Tabel 5: Numărul angajaților

An / indicator	2025	2024	2023
Numărul salariați	2018	2026	2.037

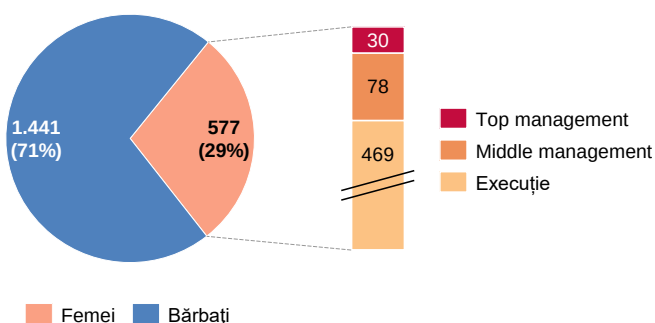
În anul curent, ponderea personalului cu studii superioare reprezintă 74% din total angajați, 26% fiind personal cu studii medii, în general cu profil electroenergetic.

Tabel 6: Număr personal după studii

Nivel de studii	2025	2024	2023
Superioare	1.491	1.543	1.510
Medii	527	483	527
Elementare	-	-	-
TOTAL	2.018	2.026	2.037

Analizând structura salariaților în funcție de sex, se constată că aproape trei sferturi din totalul angajaților sunt bărbați.

Figura 10: Structura personalului în funcție de sex 2025



Tabel 7: Structura personalului pe categorii

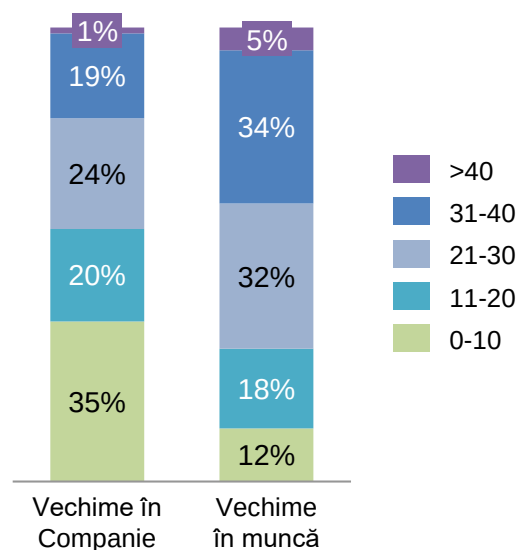
Categorii de personal	Număr salariați 2025	Număr salariați 2024	Număr salariați 2023
Personal operativ și operațional (normat), din care:	1.404	1.405	1.404
DEN	189	189	191
Personal exploatare din stații de transformare, centre de telecomandare și centre de exploatare	897	903	905
Personal admitere-recepție	112	109	111
Personal OMEPA direct implicat în activități productive – centre de exploatare, soluționare neconformități, sisteme telecontrolare, relații participanți piață	43	45	45
Personal direct implicat în organizarea și monitorizarea activităților de exploatare stații	163	159	152
Personal activități suport și management executiv	614	621	633
TOTAL	2.018	2.026	2.037

Domeniul operativ și operațional ocupă cea mai mare pondere în categoriile de personal, respectiv 70%. Dintre aceștia, cea mai mare concentrare o au angajații din exploatare într-o proporție de 64%.

Sub aspectul clasificării după gen, femeile reprezintă 29% din total personal iar aceasta structură este constantă în ultimii ani.

Din cele 577 de femei care lucrau în Transelectrica la 31.12.2025, 30 ocupau poziții la nivel top management, iar 78 la nivel de middle management, reprezentând împreună 19% din personalul de sex feminin.

Figura 11: Număr angajați în funcție de grupele de vechime 2025



Luând în considerare activitatea prestată de Companie, aceea de interes strategic, majoritatea angajaților au între 21 și 40 de ani de vechime în muncă, fiind angajați cu experiență ce aduc plusvaloare în cadrul Companiei.

Tabel 8: Structura salariaților pe vechime în muncă

Vechime în muncă [ani]	2025	2024	2023
0-10	236	243	251
11-20	354	367	388
21-30	645	633	619
31-40	682	687	693
>40	101	96	86
TOTAL	2.018	2.026	2.037

Cu privire la vechimea în muncă, un procent de 39% dintre angajați au o vechime în muncă de peste 30 de ani.

Tabel 9: Structura salariaților pe vechime în cadrul Companiei

Vechime Companie[ani]	2025	2024	2023
0-10	711	745	753
11-20	411	375	368
21-30	493	503	525
31-40	377	386	367
>40	26	17	24
TOTAL	2.018	2.026	2.037

Cu privire la activitatea desfășurată în cadrul Companiei, mai mult de jumătate din angajați au o vechime de până în 20 de ani, proporția celor cu vechime de peste 30 de ani în Companie fiind constantă în ultimii ani, respectiv de 20% din total.

Personalul cu vârste de peste 40 de ani în anul 2025 reprezintă 80% din din totalul angajaților.

49 de ani

Vârsta medie în anul 2025

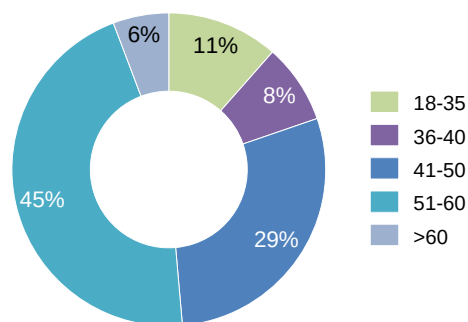
În același timp, procentul salariaților, cu potențial de retenție și avansare, cu vârsta cuprinsă între 18 și 35 de ani reprezintă 11%.

Tabel 10: Structura salariaților pe categorii de vârstă

Vârsta [ani]	2025	2024	2023
18-35	232	235	242
36-40	166	166	182
41-50	583	611	636
51-60	921	904	858
>60	116	110	119
TOTAL	2.018	2.026	2.037

Sectorul energetic se confruntă cu o lipsă de personal calificat în ultimii ani, formarea unui energetician fiind una complexă, compania acordă importanță formării continue la locul de muncă, dar și motivării și păstrării angajaților cu potențial ridicat.

Figura 12: Structura personalului în funcție de vârstă 2025



Se urmărește de asemenea să se asigure condițiile legale și bugetare pentru implementarea unei politici de resurse umane care să garanteze un mediu atractiv pentru salariații Companiei, atât din punct de vedere organizațional, cât și din punct de vedere salarial.

Ca obiectiv prioritar în politica de dezvoltare a Companiei este imperios necesar să se regăsească:

- Performanță sustenabilă – angajați motivați și bine pregătiți care să contribuie la stabilitatea rețelei electrice naționale,
- Contribuție la securitatea energetică – prin profesionalismul personalului, Transelectrica își îndeplinește rolul de garant al echilibrului energetic.

Calitatea angajaților Companiei este foarte importantă și garantează atributul de personal esențial pentru securitatea națională, întrucât:

- cunoștințele specifice, practice și teoretice, necesare pentru îndeplinirea responsabilităților OTS, incluzând aria de management și abilitățile de relaționare, sunt de cel mai înalt nivel;
- complexitatea problemelor întâlnite și contextul în care acestea pot fi rezolvate (piața de energie, piața de echilibrare, Dispecerul Energetic Național, activitatea de exploatare–mentenanță, activități bursiere, relația cu ANRE, guvernanta corporativă, infrastructură critică, participările la proiectele de interes european etc.).

De asemenea, în ultimii ani s-au acordat burse private de studiu și realizat parteneriate cu Universitatea Politehnică București, în vederea sprijinirii tinerilor studenți în a practica în domeniul ales cu oportunitatea de a învăța și de a se familiariza cu domeniul de activitate al Companiei, iar la finalizarea studiilor având posibilitatea angajării pe o funcție corespunzătoare pregătirii profesionale, în măsura existenței locurilor vacante.

5.1. Instruire profesională

Scopul activităților de formare și perfecționare profesională în anul 2025 a fost definit ca fiind acela de facilitare și sprijinire activă a procesului continuu de învățare, proces prin intermediul căruia salariații își dezvoltă cunoștințele și aria de pregătire în domeniile specifice de activitate.

În anul 2025 Programul de întreținere, formare și perfecționare profesională a vizat: însușirea, actualizarea și acumularea de noi cunoștințe, consolidarea cunoștințelor existente și dobândirea unor noi abilități, creșterea și diversificarea competențelor profesionale, în special a celor de specialitate, dezvoltarea deprinderilor și aptitudinilor angajaților, dezvoltarea cunoștințelor și ariei de pregătire profesională, în vederea realizării performante a atribuțiilor profesionale și pentru consolidarea sentimentului de încredere în competențele proprii și în experiența dobândită.

Principiile care au stat la baza implementării "Programului de întreținere, formare și perfecționare profesională a salariaților Companiei" pentru anul 2025 au fost: eficiența, eficacitatea, coerența, egalitatea de tratament între categoriile de salariați. De asemenea, prioritară în anul 2025 a fost asigurarea organizării și desfășurării sesiunilor de instruire pentru personalul care, în activitatea profesională, necesită certificare, autorizare, respectiv recertificare sau reautorizare.

Aceste rezultate au putut fi atinse mai ales datorită faptului că programele de formare profesională au fost gândite și proiectate pe nevoi specifice (curricule personalizate, tematici adaptate nevoilor concrete identificate), pe categorii de angajați și pe niveluri de cunoștințe, obiectivele urmărite fiind de îmbunătățire a eficienței și eficacității profesionale, de creștere a



încrederii în forțele și capacitățile proprii și nu în ultimul rând de oferire a unei perspective concrete și realiste în dezvoltarea carierei.

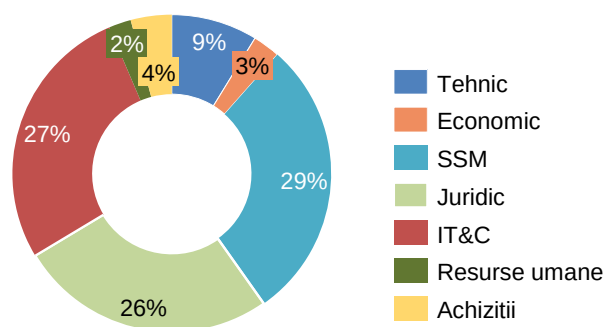
Pe parcursul anului 2025 au fost organizate cursuri, cu furnizori de servicii de formare profesională, cursuri în domeniile: tehnic (124 participări), economic (20 participări), SSM (331 participări), juridic (302 participări), IT&C (314 participări) etc., totalul numărului de participari fiind de 1.154.

De asemenea, pe tot parcursul anului 2025 au avut loc instruire profesională tehnică, în cadrul instruirii profesionale comasate, numărul de participări fiind de

1.511. Numărul total de ore de instruire, ca urmare a instruirii celor 1.511 participanți, a fost de 23.128 ore. Instruirea s-a realizat cu lectori interni (salariați proprii, cu rol de formatori), astfel că pentru această categorie de instruire nu s-au înregistrat costuri cu serviciile de formare profesională.

O altă categorie de cursuri interne organizate a fost aceea de cursuri tehnice de specialitate, realizate cu lectori proprii, din categoria salariaților Companiei. Numărul de participări la această categorie de cursuri a fost de 183, iar numărul total de ore a fost de 6.000.

Figura 13: Distribuție participări la cursuri, pe domenii



Numărul total de participari la cursuri de instruire internă și externă: 3.231 participari, din care:

- 1.171 participări la cursuri cu furnizori externi
- 2.060 participări la cursuri interne

Numărul de ore de instruire internă: 32.056 ore

Numărul de ore de instruire externă: 11.904 ore

Numărul total de ore de instruire: 43.960 ore

Obiectivele prioritare cu privire la instruirea profesională, urmăresc îmbunătățirea rezultatelor profesionale ale angajaților, pentru a asigura performanța și eficiența activităților la nivelul impus de autoritatea de reglementare și de piața de energie.

Strategia sustenabilă cu privire la resursele umane are în vedere creșterea, dezvoltarea și diversificarea competențelor profesionale ale angajaților și de asemenea ține cont de necesitatea de a asigura desfășurarea eficientă a activității de formare profesională continuă a personalului.

5.2. Reprezentare sindicală

Compania și organizația sindicală se recunosc ca parteneri de dialog social permanent.

Angajații Companiei sunt afiliați la Sindicatul Transelectrica, care face parte din Federația Națională a Sindicatelor din Electricitate UNIVERS, (organizație peste 16 mii de membri, semnatară a *Contractului*

Colectiv de Muncă încheiat la nivelul Transelectrica, cu valabilitate între 01.01.2025 – 31.12.2026) afiliată la rândul său la Blocul Național Sindical (BNS) iar la nivel internațional la Internaționala Serviciilor Publice (PSI) organizație care numără peste 20 de milioane de membri din 148 de țări și la Federația Europeană a Sindicatelor din Serviciile Publice (EPSU) organizație reprezentând peste 8 milioane de salariați, federații în cadrul cărora reprezentanții noștri participă în mod activ la acțiunile, conferințele și seminariile organizate de acești parteneri.

În prezent, peste 98% din totalul salariaților sunt membri ai celor 12 sindicate legal constituite: trei la nivelul Executivului Companiei, unul la nivelul Unității Operaționale - Dispecerul Energetic Național și câte unul la nivelul fiecărei Sucursale Teritoriale de Transport, niciunul neîntreținând condițiile de reprezentativitate la nivel de unitate, conform Legii 367/2022, cu modificările și completările ulterioare.

În cadrul Contractului colectiv de muncă se reglementează raporturile individuale și colective de muncă, precum și drepturile și obligațiile părților cu privire la:

- încheierea, executarea, modificarea, suspendarea și încetarea acestuia;
- timpul de muncă și timpul de odihnă;
- salarizarea;
- sănătatea și securitatea în muncă, condițiile de muncă;
- formarea profesională;
- protecția socială a salariaților și alte drepturi;
- drepturile și obligațiile ce decurg din raporturile de muncă;
- drepturile și obligațiile de decurg din raporturile de muncă;
- recunoașterile reciproce, drepturile și obligațiile angajatorului și ale organizațiilor sindicale.

Pentru soluționarea problemelor ce pot apărea în aplicarea CCM în vigoare, pentru evitarea conflictelor de muncă, precum și pentru crearea cadrului organizatoric care să permită rămânerea într-un dialog permanent cu reprezentanții salariaților, părțile au convenit să se întâlnească ori de câte ori este necesar, în cadrul Comisiei mixte angajator – sindicate, comisie mixtă care își desfășoară activitatea în conformitate cu regulamentul de funcționare propriu.

Anul 2025 a fost un an în care s-a reușit doar menținerea drepturilor din Contractul Colectiv de Muncă, partial, deoarece încercarea repetată a sindicatelor de a majora salariile de bază brute astfel

încât să se atenueze efectul inflației și să producă o motivare suplimentară a angajaților a fost înghețată de către Guvernul României.

Obiectivul reprezentării sindicale pentru anul 2026 va fi menținerea aplicării drepturilor din CCM în totalitate, de asemenea un lucru care va motiva salariații și va stimula performanța în Companie este creșterea pachetului salarial, solicitarea negocierii unei creșteri salariale care să atenueze o parte din efectele inflației, în limita BVC 2026 aprobat și îmbunătățirea condițiilor de sănătate și securitate în muncă pentru salariați.

5.3. Responsabilitatea față de angajați

Obiectivul principal al Companiei în relația directă cu angajații o reprezintă asigurarea unui mediu de muncă sigur și sănătos, cu grijă pentru minimizarea impactului activităților specifice Companiei pe care le desfășoară asupra mediului și a resurselor naturale.

În cazul unor afecțiuni grave, Compania oferă suport financiar angajaților pentru tratamente medicale speciale, program flexibil sau redus de muncă pe perioada recomandată de medic.



Activitatea de menținere și dezvoltare permanentă a Sistemului de Management Integrat cu privire la sănătatea și securitatea operațională reprezintă o prioritate de top a Companiei.

În anul 2025 asistența medicală de medicină a muncii în cadrul Companiei a fost și este realizată de către medicii de medicina muncii, din cabinetele medicale din Executiv și STT-urile Companiei.

Pentru a realiza obiectivele asumate, Compania, prin intermediul activităților specifice securității și sănătății în muncă, execută documentarea sistemului de management integrat prin actualizarea procedurilor operaționale, actualizarea/ elaborarea Instrucțiunii Proprii de Securitate a Muncii, a evaluărilor privind factorii de risc de accidentare și îmbolnăvire profesională pentru tot personalul Companiei, prin programe de instruire și conștientizare a salariaților, prin evaluarea nivelului de risc a locurilor de muncă și printr-un control periodic operațional care constă în principal în controlul operațional privind respectarea cerințelor legale și alte cerințe privind sănătatea și securitatea ocupațională.

Supravegherea stării de sănătate în anul 2025 a fost structurată după cum urmează:

- În primul semestru al anului 2025 s-a realizat controlul medical periodic al personalului operațional pentru lucrul în instalațiile electrice.
- În semestrul al doilea 2025 s-au efectuat:
 - controlul medical periodic al personalului neoperațional și
 - controlul pentru personalul operațional care lucrează în condiții de izolare.



Programul de securitate și sănătate în muncă pe anul 2025 a fost realizat în proporție de 76% corespunzător valorii de 2.760 mii lei (552 mii euro).

Printre obiectivele vizate prin programele de securitate și sănătate în muncă la nivelul Companiei în anul 2025 se pot evidenția:

- aducerea instalațiilor la nivelul cerințelor de securitate și sănătate stabilite de instrucțiunile proprii de securitate a muncii, aliniate la cerințele europene. Aceste acțiuni au avut ca rezultat reducerea riscului de accidentare și îmbolnăvire profesională a personalului care își desfășoară activitatea în instalațiile Companiei;
- dotarea personalului Companiei cu echipamente individuale de protecție conform cerințelor instrucțiunilor proprii de securitate a muncii;
- asigurare/supraveghere permanentă a stării de sănătate a personalului, conform cerințelor din HG 355/2007;
- realizarea serviciilor pentru evaluarea performanțelor instalațiilor rețehnologizate din cadrul C.N.T.E.E. "Transelectrica" S.A. privind riscurile profesionale;
- instruirea personalului privind riscurile de accidentare din instalațiile Companiei.

Pentru îmbunătățirea eficacității sistemului de management integrat cu privire la sănătatea și securitatea operațională se au în vedere următoarele acțiuni :

- Continuarea acțiunii de reevaluare a factorilor de risc de accidentare și îmbolnăvire profesională, pentru toate stațiile rețehnologizate în anii 2026/2027;
- Monitorizarea stării de sănătate a personalului cu boli cardio – vasculare (cu contraindicații de autorizare) și raportarea trimestrială;
- Consultarea în materie de sănătate și securitate în muncă a principalilor antreprenori generali, contractanți ai lucrărilor în instalațiile RET;
- Continuarea consultării în materie de sănătate și securitate în muncă a personalului propriu prin aplicarea de chestionare de evaluare a activității și de implementare a politicilor rezultate în urma consultărilor.
- Achiziția de EIP în regim centralizat pentru a obține o creștere a calității produselor și o uniformizare a dotării angajaților în raport cu riscurile evaluate.

6. Activitatea de cercetare și inovare

Descrierea activității de cercetare și inovare în anul 2025

Viziunea și Planul ENTSO-E privind cercetarea și inovarea oferă un cadru de referință pentru fiecare Operator de Transport și de Sistem (OTS), inclusiv pentru Transelectrica, în vederea dezvoltării de proiecte care susțin tranziția energetică sigură și eficientă prin testarea și integrarea unor tehnologii noi.

Planul de implementare a viziunii ENTSO-E privind cercetarea și inovarea reprezintă un instrument strategic esențial pentru fiecare operator de transport și sistem (OTS), orientând inițiativele de cercetare și dezvoltare tehnologică în contextul tranziției energetice.

Compania, în conformitate cu această viziune, își propune să continue demersurile în direcția consolidării activităților de bază, promovând idei și soluții inovatoare care pot fi integrate în operarea rețelei electrice și în managementul activelor.

O componentă centrală a acestor eforturi este reprezentată de activele și tehnologiile utilizate în rețeaua de transport. Managementul activelor este o funcție-cheie pentru OTS, vizând:

- Testarea de noi soluții tehnice,
- Dezvoltarea de modele de defecțiuni pentru înțelegerea impactului condițiilor de lucru asupra componentelor critice,
- Utilizarea celor mai rentabile și sigure tehnologii pentru maximizarea disponibilității infrastructurii.

Pentru a fi în acord cu tendințele cheie din industria energetică și anume: decarbonizare, descentralizare și digitalizare, direcțiile actuale în domeniul Cercetării și inovării, sunt:

- integrarea de componente noi în rețelele de transport;
- dezvoltarea instalațiilor moderne ce ajută la reglajul circulațiilor de putere activă bazate pe electronică de putere;
- aplicarea superconductivității;
- reducerea impactului asupra mediului: evaluarea ciclului de viață, înlocuirea gazelor cu efect de seră (ex. SF₆) și a uleiului mineral din transformatoare;
- Proiectarea optimă a rețelei și metodologii moderne de planificare și software.

În linie cu direcțiile promovate la nivel european, care susțin puternic inovarea digitală, Transelectrica își asumă angajamentul de a deveni o **organizație digitală**. Această tranziție va fi realizată prin implementarea proiectelor de cercetare, dezvoltare, inovare (CDI) și a programelor de transformare digitală, având la bază obiective ambițioase care vor produce un impact substanțial asupra calității și eficienței serviciilor oferite.

Pentru Transelectrica este evidentă necesitatea de a accelera inovația tehnologică. Această misiune este împărtășită de Autoritatea de reglementare în domeniul energiei care încurajează operatorii de rețele să caute soluții inovatoare.

Astfel, Transelectrica și-a definit și validat o serie de documente strategice menite să sprijine viziunea și ambițiile sale ca operator de rețea performant.

Acestea includ:

- Strategia în domeniul cercetării și inovării;
- Politica în domeniul rețelelor inteligente (Smart Grid);
- Programul de transformare digitală;
- Politica tehnică privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul CNTEE Transelectrica SA;
- Politica tehnică privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul CNTEE Transelectrica SA - Partea a II-a - Concept – „Sistem de Informații Geografice și Sistem de Management al Întreruperilor;
- Politica tehnică privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul CNTEE Transelectrica SA - Partea a III-a - Concept „Laborator de testare tehnologii digitale și dezvoltare competențe personal”;
- Politica tehnică privind digitalizarea activelor în cadrul inițiativelor de modernizare din cadrul CNTEE Transelectrica SA - Partea a IV-a - Concept “Centrul de Sănătate a Activelor RET”.

Aceste documente transpun în mod structurat obiectivele europene (ale Comisiei Europene, ENTSO-E, autorităților de reglementare etc.), definind direcții clare de implementare.

Strategia Transelectrica în domeniul cercetării și inovării se concretizează prin elaborarea unei foi de

parcurs care susține transformarea companiei într-o entitate mai verde, mai inteligentă și mai inovatoare.

Obiectivele prevăzute a fi implementate în cadrul proiectelor fanion se referă la următoarele ținte:

- implementarea, testarea și validarea în cadrul proiectelor de modernizare a următoarelor concepte, metodologii, standarde și elemente de bună practică:
 - conceptul de monitorizare online a condiției tehnice pentru activele critice ale Companiei (ex. unități de transformare, linii electrice etc.)
 - managementul activelor;
 - Laborator de testare tehnologii digitale și dezvoltare competențe personal;
 - Centrul de sănătate a activelor RET;
 - Concept Sisteme GIS și OMS;
 - conceptul de sănătate active;
 - conceptul de indice de risc la activele RET;
 - metodologia de elaborare și implementare a conceptelor Smart Grid (ex. arhitecturi, standarde de interoperabilitate, standarde de telecomunicații, interfețe clienți etc.);
 - conceptul de E-learning;
 - conceptul de Smart Building;
 - conceptul de Realitate Augmentată / Virtuală,
- instruirea și certificarea personalului pentru dezvoltarea capabilităților strategice în domeniul digitalizării;

- definirea și implementarea proiectelor cu o mare componentă de inovare și învățare (ex. proiecte de stație digitală, proiecte de modernizare infrastructură IT&C, platforma de asset management, echipamente cu impact asupra mediului etc.);
- continuarea participării în cadrul proiectelor cu finanțare nerambursabilă pentru a pregăti condițiile adoptării de noi modele, concepte și metodologii în zona operațională sau enterprise a Companiei;
- dezvoltarea în continuare a parteneriatelor cu consultanții și cu furnizorii de soluții și servicii pentru înțelegerea noilor tendințe tehnologice și manageriale care pot influența în viitor performanța Companiei.

În acest context, portofoliul de proiecte de cercetare și inovare (DigiTEL) va contribui semnificativ la îmbunătățirea performanței pe termen lung a companiei, oferind un răspuns strategic la oportunitățile generate de inițiativele naționale și europene, precum Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice (PINESC) și Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) al ENTSO-E.

Transformarea digitală – Direcții strategice DigiTEL - Transelectrica

În acord cu viziunea Uniunii Europene, Transelectrica dezvoltă și implementează, prin portofoliul DigiTEL, proiecte strategice de cercetare și inovare care

sprijină digitalizarea, sustenabilitatea și modernizarea infrastructurii energetice.

Principalele direcții urmărite sunt descrise mai jos:

Direcție strategică	Descriere
Competențe digitale avansate	Dezvoltarea de huburi digitale și laboratoare pentru formarea forței de muncă în competențe digitale, inclusiv studenți și angajați.
Rețele inteligente și robotică avansată	Testarea de stații digitale, sisteme expert pentru managementul activelor și tehnologii inovatoare de colectare și analiză a datelor (roboți, drone, digital twin etc.).
Internet of Things (IoT)	Implementarea soluțiilor IoT pentru clădiri inteligente, automatizări industriale și contoare inteligente integrate.
Economie circulară	Proiecte sustenabile pentru reducerea deșeurilor, creșterea duratei de viață a produselor și reutilizarea infrastructurii, în spiritul decarbonizării.
Inteligență artificială și Big Data	Dezvoltarea de sisteme AI și infrastructuri cloud pentru mentenanță predictivă, prognoze și luare rapidă a deciziilor în timp real.
Managementul activelor și tehnologii sustenabile	Testarea soluțiilor pentru analiza stării tehnice a echipamentelor și reducerea impactului asupra mediului (alternative SF6, uleiuri ecologice).
Concept Industry 4.0	Integrarea tehnologiilor cheie Industry 4.0: realitate augmentată, simulare, robotică autonomă, big data, cybersecurity și sisteme cibernetice.
Formare continuă și infrastructură de testare	Dezvoltarea platformelor e-learning și laboratoarelor digitale în parteneriat cu universități și industria pentru susținerea personalului.
Decizii bazate pe date	Optimizarea proceselor operaționale și valorificarea datelor masive pentru susținerea deciziilor privind operarea, mentenanța și planificarea rețelei.

Din partea Transelectrica SA există reprezentanți cu activitate permanentă în cadrul RDIC - Research, Development and Innovation Committee (ENTSO-E) și a grupurilor de lucru, inclusiv în cazul realizării

documentului ENTSO-E cu impact strategic la nivel European: „Research, Development & Innovation Roadmap 2024-2034” și Raportului de monitorizare și Implementare ulterioare.

Portofoliu de proiecte fanion sub denumirea DigiTEL

- Proiect Pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală – DigiTEL Alba Iulia.
- Proiect pilot DigiTEL Green – „Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului”.
- Proiect pilot – DigiTEL 3D LineVision (scanare Lidar obiective TEL).
- Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – “Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit”.
- Proiect DigiTEL Smart Lines – „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip Smart Grid)”.
- Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines.
- DigiTEL Next-Gen Power Grid – “Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome”.
- Proiect DigiTEL Trafo Expert – „Achiziția și montajul a 21 de sisteme de monitorizare integrate pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA”.

În cadrul inițiativelor pentru dezvoltarea schimbului de informații și implementarea rapidă a unor proiecte pilot de tip Proof of Concept, organizația noastră este conectată cu întreaga comunitate, mediul academic și industria, prin intermediul unor acorduri bilaterale de colaborare în domeniul cercetării și inovării:

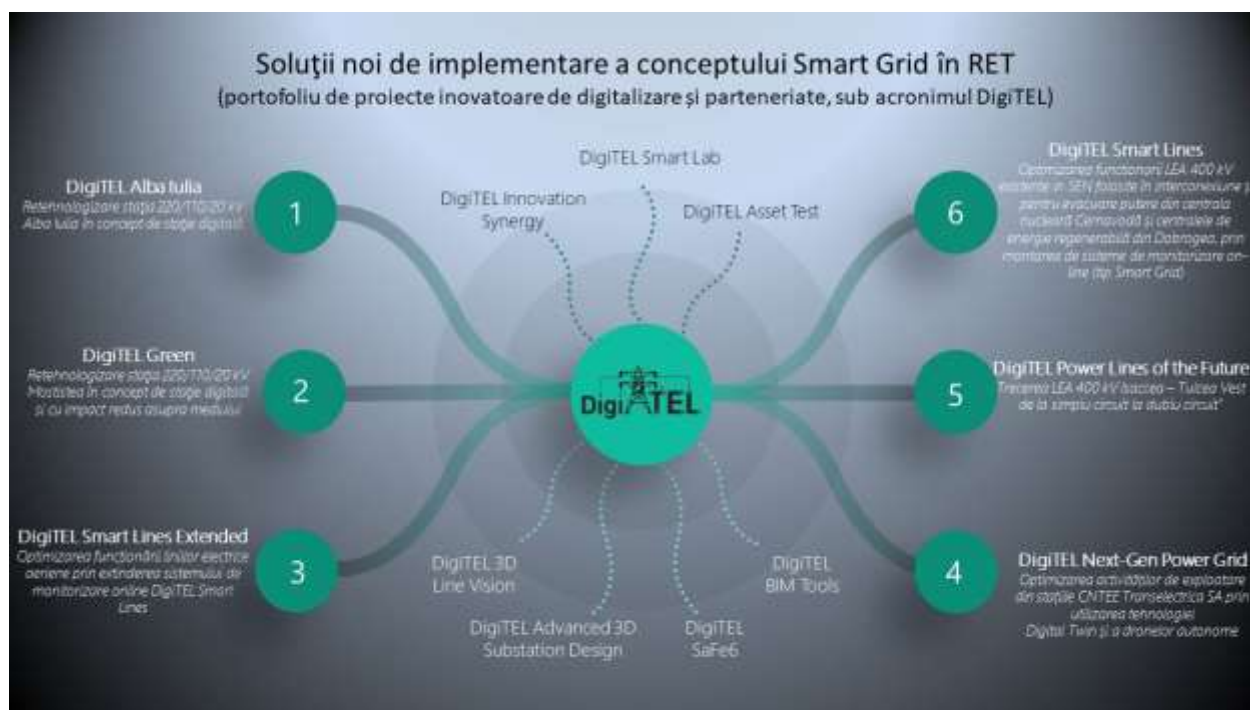
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Advanced 3D Substation Design”.
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării și Inovării “DigiTEL – 3D Line Vision”.
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării și Inovării “DigiTEL BIM Tools”.
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Asset Test”.

- Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Innovation Synergy”.
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Grid Tech”.
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – SaFe6” (monitorizarea parametrilor SF6 în stația electrică 220 kV Bradu).
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării cu UPB „DigiTEL – Smart Lab”.
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Trafo Status”.
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL AI Automation”.



De asemenea, față de proiectele DigiTEL care susțin viziunea Companiei și implementarea unor concepte inovatoare putem menționa:

- Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET.
- Continuarea dezvoltării aplicațiilor infoTehnic (infoStații_BDU, infoLEA, Măsuratori, ITI, etc.). Actualizarea permanentă a bazei de date tehnice. Furnizare informațiilor specifice și realizarea interoperabilității cu alte aplicații existente la nivelul TEL.
- Proiectul de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernization of Energy Network) și National Phasor Data System connected to International Phasor Data Exchange - Platformă Națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE).



Valoarea totală a Proiectelor DigiTEL la finalul anului 2025 aflându-se în diferite stadii de proiectare, achiziție sau chiar execuție este:

Total valoare proiecte	Procent fonduri nerambursabile	Suma fonduri nerambursabile	Suma cofinanțare
320.000.000 Euro	> 75%	> 258.000.000 Euro	< 62.000.000 Euro

Planul Anual de Studii și Cercetare 2025

Programul de studii și cercetări desfășurat de Companie în cursul anului 2025 a avut un rol esențial în susținerea obiectivelor strategice privind siguranța, fiabilitatea și dezvoltarea durabilă a rețelei de transport al energiei electrice.

Activitățile derulate au fost orientate către fundamentarea deciziilor tehnice și investiționale, optimizarea exploatarei infrastructurii existente și pregătirea companiei pentru provocările generate de tranziția energetică și de evoluțiile tehnologice din sector.

Rezultatele obținute în cadrul Programului de studii și cercetări constituie un suport important pentru planificarea activităților viitoare și pentru adaptarea Companiei la schimbările structurale ale sectorului energetic, contribuind totodată la îndeplinirea responsabilităților sale față de Sistemul Energetic Național și de toți utilizatorii acestuia.

Transelectrica finanțează anual programe de studii și cercetări proprii. Studiile aprobate în cadrul Companiei și incluse în Programul Anual de Studii și Cercetări (PASC) 2025 au fost fundamentate corespunzător și s-au dovedit necesare pentru îndeplinirea următoarelor obiective:

- îndeplinirea cerințelor asociate cadrului de reglementare (ex. Licența ANRE nr.161 actualizată prin Decizia Președintelui ANRE nr. 1793/26.08.2025, Legea 123/ 2012 - Legea energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, Coduri tehnice, cadrul de reglementare asociat OTS etc.);
- fundamentarea deciziilor Companiei referitoare la:
 - determinarea prin postcalcul a pierderilor în rețeaua electrică de transport pentru trimestrul IV din 2024 și primele trimestre ale anului 2025;
 - bilanțul energetic pentru fiecare trimestru al anului 2025;
 - stabilirea efectului unor investiții în RET asupra CPT pentru primele trei trimestre din 2025;
 - promovarea investițiilor eficiente în RET;
 - promovarea unor practici eficiente pentru exploatarea și mentenanța RET;
 - îmbunătățirea fundamentării deciziilor investiționale pe termen lung suport tehnic;
 - estimarea inițială a necesarului de rezerve în SEN utilizând metode probabilistice;
 - integrarea unui procent tot mai mari de surse regenerabile;

- Conducerea prin dispecer SEN și RET în condiții de eficiență și siguranță;
- Analiza detaliată și globală a capitolelor de cheltuieli asociate îndeplinirii rolului de OTS;
- Cunoașterea și adoptarea de metodologii, standard și elemente de bună practică pentru o eficientizare a viziunii strategice de dezvoltare a Companiei.

Programul de Studii și Cercetări 2026

Programul Anual de Studii și Cercetări 2026 are în vedere abordarea studiilor care au la bază creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră respectiv integrarea resurselor regenerabile în acord cu prevederile PNIESC pentru anul 2030 unde puterea instalată în surse regenerabile trebuie să atingă capacitatea de 5.255 MW.

Planul de dezvoltare al rețelei electrice de transport (RET), în concordanță cu modelul elaborat de ENTSO-E la nivel european, urmărește evacuarea puterii din zonele de concentrare a SRE către zonele de consum, dezvoltarea regiunilor de pe teritoriul României în care RET este deficitară (de exemplu, regiunea nord-est), precum și creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Creșterea capacităților transfrontaliere are impact major asupra asigurării adecvanței în condiții de disponibilitate scăzută a surselor primare de energie.

Astfel, în vederea asigurării siguranței în funcționare a SEN pentru orizontul 2030, a fost propus Studiul de adecvanță a SEN pentru orizontul 2030, în noul context legislativ european privind tranziția către energia regenerabilă

Principalele obiective ale studiului fiind:

- evaluarea situației actuale a capacității instalate și a puterii disponibile în SEN (pe tipuri de surse), cu inventarierea tuturor grupurilor, a stării acestora și a puterii efectiv disponibile, a rezervelor de putere posibil a fi calificate în sistem (din punct de vedere al noilor tipuri de rezerve standard), precum și stabilirea unor valori care pot fi utilizate în mod real (capacități, respectiv puteri instalate și disponibile);
- determinarea cantității de putere activă estimat a fi instalată în SEN pe tipuri de surse primare la nivelul anului 2030, pe baza informațiilor de la producători și a documentelor emise de Guvernul României sau de ministerele de resort și pe baza planului național integrat în domeniul energiei și a schimbărilor climatice partea a 2-a (retrageri definitive de grupuri care utilizează combustibili fosili, punere în funcțiune de noi capacități din surse regenerabile sau mai puțin poluante – gaz natural);
- determinarea necesarului optim de putere activă în SEN pe tipuri de surse primare la nivelul anului 2030, în vederea acoperirii consumului orar de energie electrică și a rezervelor în situațiile cele mai defavorabile, atât în sezonul de vară când sistemul se poate confrunta cu secetă extremă și temperaturi foarte ridicate pe o perioadă îndelungată (30 de zile consecutive), cât și în sezonul de iarnă, când pot se pot întâlni temperaturi foarte scăzute (sub -20 °C) pe o perioadă de cel puțin 10 zile consecutive;
- determinarea necesarului optim de putere activă în SEN pe tip de surse primare, în vederea asigurării flexibilității în SEN (evaluare capacități clasice, instalare de capacități de stocare a energiei în baterii, centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompare);
- determinarea rezervelor de capacitate și a rezervelor strategice;
- prognoza consumului, a producției de energie electrică, inclusiv din surse regenerabile, corespunzător Țintelor naționale asumate și a schimburilor internaționale de energie (import/export), în contextul cuplării piețelor de energie de echilibrare la nivel european (platformele MARI, PICASSO, TERRE) și al evoluțiilor geopolitice privind accesul și disponibilitatea resurselor din import și alternative de combustibili primari;
- evaluarea potențialului de instalare a noi capacități de asigurare a flexibilității în SEN;
- evoluția prosumatorilor, a capacităților transfrontaliere SEN dar și a capacităților transfrontaliere din zona de SE a Europei și a Europei Centrale;
- evaluarea rezilienței SEN și a zonei de SE a Europei;
- capacitatea de restaurare a SEN în cazul unui colaps total sau parțial, în contextul noului mixt de producție;
- calculul energiei nelivrate (ENS) și a LOLE (loss of load expectation);
- prezentarea situației din OTS din SE Europei și Europa Centrală în ceea ce privește situația existentă, evoluția până în anul 2030, mixtul de producție, flexibilitate, tipul de rezerve utilizate standard, dar și strategice și impactul (dacă există) asupra evoluției și asigurării adecvanței SEN, etc.

De asemenea, în vederea îndeplinirii obligațiilor ce revin Companiei prin Ordinul ANRE nr.53/2024, a fost inclus în Programul anual de studii și cercetări 2026 *Studiu global privind alocarea capacității rețelei electrice pentru racordarea locurilor de producere a energiei electrice.*

Ordinul ANRE nr.53/2024 prin care a fost aprobată Metodologia privind alocarea capacității rețelei

Activități conexe activității de cercetare și inovare

În cadrul Companiei sunt importante dezvoltarea cunoașterii și promovarea tehnologiilor și soluțiilor noi din domeniul energetic, care au evoluat și progresează semnificativ în ultimii ani, atât în ceea ce privește conceptele și soluțiile, cât și echipamentele.

Astfel, Transelectrica, a devenit partener în diferite proiecte finanțate, prin care poate aduce contribuții importante ca și OTS în această zonă geografică a Europei și pentru îndeplinirea aspectelor menționate anterior.

În cadrul acestor parteneriate sunt încasate venituri pe alte tipuri de activități prin contribuția experților Companiei. Compania poate desfășura activități în gestionarea proiectelor finanțate prin fonduri Europene nerambursabile, pe diferite axe, care coincid cu ariile de activitate ale Companiei.

Din partea Companiei există reprezentanți cu activitate permanentă în cadrul RDIC - Research, Development and Innovation Committee (ENTSO-E).

Rolul RDIC și al grupurilor sale de lucru este:

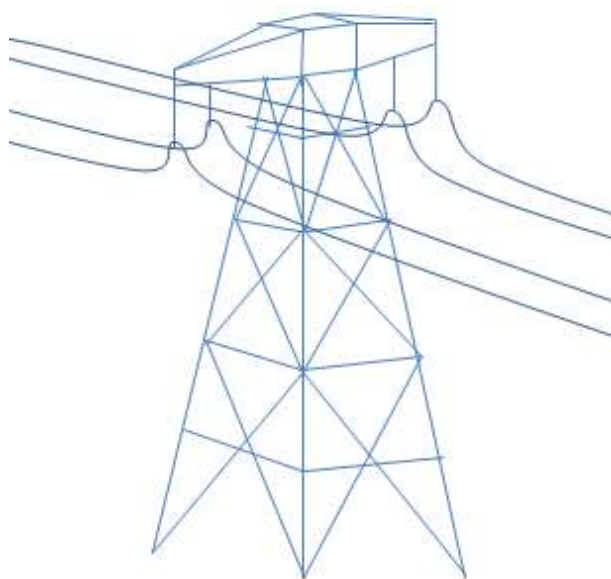
- Să se asigure că interesele OTS din domeniul cercetării și dezvoltării sunt adresate în mod corespunzător părților interesate relevante;
- De a facilita activitatea de cercetare și dezvoltare între OTS
- Să ofere sprijin cuprinzător și o viziune construită reciproc asupra activităților de cercetare și dezvoltare ale comitetelor ENTSO-E și ale altor părți interesate
- Să promoveze conceptele, metodele și tehnologiile de cercetare și dezvoltare care vor compune și vor conduce sistemele energetice în viitor
- Să susțină activitățile legate de standardizare și interoperabilitate.

De asemenea, în cadrul RDIC există 6 grupe de lucru cu membri din partea Transelectrica:

- WG1 Assets and Technologies;
- WG2 Security and System operation of tomorrow;

electrice pentru racordarea locurilor de producere a energiei electrice. introduce un mecanism concurențial de tip licitație pentru alocarea capacității disponibile a rețelelor electrice în vederea racordării de noi capacități de producere cu puterea instalată mai mare sau egală cu 5 MW.

- WG3 Flexibility and Markets;
- WG4 Future of energy systems;
- WG5 Digital & Communication;
- WG Research, Development and Innovation Planning (WG RDIP).



În cadrul WG RDIP reprezentanții Companiei fac parte din echipa de elaborare a Planului de Implementare ca urmare a Research, Development & Innovation Roadmap 2024-2034 la care s-a contribuit activ în ciclul de actualizare anterior.

În anul 2025 au avut loc diferite workshop-uri cu subiecte de interes și grad mare de noutate la care au participat și reprezentanții Transelectrica.

De asemenea s-a asigurat participarea la Strategy Workshop, organizat o dată pe an în cadrul RDIC.

Întalnirea RDIC cu Nr. 76 din luna aprilie 2025 a fost organizată la București în calitate de gazdă.

7. Perspective și provocări

Transelectrica deține un loc important din punctul de vedere al rolului strategic în dezvoltarea și modernizarea sistemului energetic național, energia electrică fiind o sursă esențială și cu un potențial semnificativ pentru viitor. Pentru a asigura însă o tranziție energetică eficientă și sustenabilă este imperativă abordarea provocărilor existente. În acest context, Transelectrica joacă un rol crucial în dezvoltarea infrastructurii de transport a energiei electrice, fiind pilonul principal al sistemului energetic românesc.

Progresele în domeniul tehnologiilor regenerabile precum panourile solare și turbinele eoliene, fac ca energia electrică să devină din ce în ce mai accesibilă și eficientă, Compania contribuind la această evoluție prin modernizarea și rețehnologizarea rețelei de transport, facilitând integrarea noilor capacități de producție din surse regenerabile, în special din zonele cu potențial ridicat precum Dobrogea și Moldova.

De asemenea, Transelectrica investește în tehnologii de stocare a energiei precum și în digitalizare prin intermediul rețelelor electrice inteligente (smart grids), aceste inițiative permițând gestionarea mai eficientă a consumului, reducerea pierderilor și creșterea stabilității sistemului energetic național.

În acord cu viziunea Uniunii Europene care încurajează inovarea digitală, Transelectrica va asigura trecerea la o organizație digitală în perioada 2024-2033 conform Planului de dezvoltare a RET. Tranziția digitală este pregătită să fie implementată în cadrul proiectelor de cercetare și inovare și a programelor de transformare digitală, stabilind obiective ambițioase care vor impacta substanțial asupra serviciilor prestate.

În angrenajul complex multi-sectorial care este pus în mișcare pentru realizarea tranziției energetice, rețeaua de transport al energiei electrice este un factor care condiționează rezultatele întregului proces.

În România, abordarea pentru accelerarea tranziției către energia verde este transpusă prin Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2024-2033 și respectiv, prin PNRR - Planul Național de Redresare și Reziliență.

Totodată, în contextul reglementărilor europene, Transelectrica activează în cadrul unor organisme de coordonare precum ENTSO-E și colaborări regionale, contribuind la armonizarea operațiunilor și la dezvoltarea unor metodologii comune, acest proces asigurând o gestionare eficientă a rețelei și facilitează participarea României la piața europeană de energie.

Transelectrica face parte din acest ecosistem, fiind o companie de interes strategic în România, indispensabilă pentru buna funcționare a sistemului energetic și unic operator al rețelei de transport al energiei electrice, parte a piețelor de energie electrică cuplate la nivel european.

Scopul principal asumat de conducerea colectivă a Companiei se subsumează realizării celor previzionate în Planului de Investiții, a lucrărilor din Fondul de Modernizare pentru atingerea obiectivelor strategice de dezvoltare a rețelei. Capacitatea Companiei prin realizarea la termen a investițiilor prioritare în rețeaua de transport reprezintă o condiție esențială pentru realizarea obiectivelor strategiei energetice naționale.

De asemenea, Politica energetică a Uniunii Europene are următoarele cinci obiective principale de care și România ține seamă:

1. Diversificarea surselor de energie ale Europei, asigurând securitatea energetică prin solidaritate și cooperare între țările UE;
2. Asigurarea funcționării unei piețe interne a energiei pe deplin integrate, care să permită libera circulație a energiei prin UE printr-o infrastructură adecvată și fără bariere tehnice sau de reglementare;
3. Îmbunătățirea eficienței energetice și reducerea dependenței de importurile de energie, reducerea emisiilor și stimularea creării de locuri de muncă și a creșterii economice;
4. Decarbonizarea economiei și tranziția către o economie cu emisii scăzute de dioxid de carbon, în conformitate cu Acordul de la Paris;
5. Promovarea cercetării în domeniul tehnologiilor cu emisii scăzute de dioxid de carbon și al energiei curate și acordarea de prioritate

Pentru atingerea obiectivelor naționale și europene Transelectrica a planificat investiții pentru următorii ani care vizează în principal:

- Integrarea noilor unități de producție din surse regenerabile în special în zona Dobrogea și Moldova
- Modernizarea și rețehnologizarea rețelei de transport,
- Creșterea capacităților de interconectare transfrontalieră pentru a atinge ținta de 15% până în anul 2030 precum inițiative cuprinse în Planul de dezvoltare a rețelei electrice pentru 2024-2030
- Îmbunătățirea siguranței în alimentarea cu energie electrică, un exemplu concret fiind proiectul „Trecerea LEA 400KV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu la dublu circuit” finanțat din Fondul pentru Modernizare care va crește capacitatea de transfer și va permite integrarea mai eficientă a surselor

regenerabile din regiunea Dobrogea, cea mai bogată în potențial energetic.

În următorii ani prin conducerea și dezvoltarea strategică a Companiei trebuie valorizat rolul rețelei de transport de catalizator al tranziției energetice și trebuie evitat ca rețeaua de transport să devină un factor limitativ care frânează sau întârzie realizarea efectivă a tranziției.

Cu toate că există o serie de elemente exogene care condiționează capacitatea Transelectrica de a realiza proiectele de infrastructură planificate, Compania abordează aceste obstacole în mod proactiv și acționează în mod sistematic pentru înlăturarea sau remedierea lor.

În ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15% pentru anul 2030, se intenționează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și respectiv prin realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2024-2033, respectiv atingerea țintei de 7.000 MW pentru capacitatea de schimburi transfrontaliere.

Compania își propune pentru următorii 10 ani proiecte de investiții în valoare de aproape 2,7 miliarde de lei destinate integrării noilor unități de producție de energie din surse regenerabile, atât din Dobrogea și Moldova, cât și din alte zone.

Cea mai mare pondere a investițiilor planificate pentru următoarea decadă o au proiectele pentru rețehnologizarea și modernizare rețelei electrice, respectiv aproximativ 2,9 miliarde de lei.

Pentru creșterea siguranței în alimentare cu energie electrică sunt planificate investiții de peste 1,2 miliarde de lei.

Planul de acțiune cu privire la creșterea capacității transfrontaliere implică pentru perioada următoare realizarea anumitor proiecte incluse în Planul de dezvoltare a rețelei electrice de transport, având ca efect eliminarea congestiilor structurale prevăzute și creșterea capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier.

În vederea dezvoltării infrastructurii energetice naționale, Compania a obținut în anul 2024 56,2 milioane de euro prin componenta REPowerEU a PNRR, aprobată de Consiliul Uniunii Europene, în scopul finanțării a trei proiecte de investiții esențiale pentru eficientizarea și modernizarea rețelei electrice de transport, două dintre ele fiind destinate filialelor SMART SA și Teletrans SA.

Investiția vizează instalarea de centrale fotovoltaice și instalații de stocare în 29 de stații electrice, rețehnologizarea filialei SMART SA și pentru

optimizarea rețelei de comunicații gestionate de filiala Teletrans și crearea unui centru de date.

În data de 25 iunie 2024, decizia de aprobare a proiectului finanțat din Fondul pentru Modernizare în temeiul Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei și Directivei 2003/87/CE pentru finanțare nerambursabilă din Fondul pentru Modernizare, proiectul de investiții al Companiei - „Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit” a fost publicată pe site-ul Fondului pentru Modernizare.

Proiectul vizează construirea unei linii electrice aeriene de 400 kV cu dublu circuit, între stațiile Isaccea și Tulcea Vest, prin înlocuirea liniei electrice aeriene existente de 400 kV simplu circuit, instalarea a două celule de 400 kV în cele două stații și utilizarea unor stâlpi tubulari inovativi.

Obiectivul general al proiectului este creșterea capacității de integrare a noilor surse regenerabile de energie din regiunea Dobrogea, unde potențialul de energie regenerabilă este cel mai mare din țară, însă constrângerile tehnice date de limitele liniilor electrice aeriene existente nu permit integrarea de noi surse în această zonă.

Prin modernizarea și dublarea capacității de transport între Isaccea și Tulcea Vest va crește, de asemenea, capacitatea de transfer către zonele învecinate.

Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit reprezintă o soluție viabilă pentru a evita supraîncărcările și pentru a crește capacitatea de conectare la Sistemul Electroenergetic Național a centralelor electrice din surse regenerabile din regiunea Dobrogea.

Proiectul este inclus în Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport, perioada 2024-2033, ca proiect care va contribui la integrarea surselor regenerabile de energie și a noilor centrale și va întări capacitatea de transport din Dobrogea spre restul sistemului.

De asemenea, în data de 10 februarie 2025 Transelectrica a demarat investiția pentru construirea Liniei Electrice Aeriene (LEA) 400 kV dublu circuit (d.c.) cu un circuit echipat (1 c.e.) Constanța Nord – Medgidia Sud, un proiect strategic de consolidare a Rețelei Electrice de Transport și creștere a siguranței alimentării consumatorilor și producătorilor din Dobrogea. Investiția beneficiază de o finanțare nerambursabilă din Fondul pentru Modernizare în valoare de 111.873.780,08 lei, fiind primul proiect românesc aprobat în cadrul acestui mecanism de finanțare europeană.

Realizarea noii linii electrice aeriene de 400 kV va permite, potrivit studiului de fezabilitate, preluarea și transportul unei capacități suplimentare de minim 273 de MW de energie electrică produsă din surse regenerabile în Dobrogea, o regiune excedentară în ceea ce privește producția de energie.

Astfel, investiția va asigura evacuarea eficientă a energiei generate din surse regenerabile, contribuind la echilibrarea și stabilitatea Sistemului Electroenergetic Național. Obiectivul investițional cuprinde realizarea unei linii electrice noi de 37,35 de kilometri, formată din două tronsoane principale:

- Un tronson de linie electrică aeriană de 400 kV care se va realiza pe stâlpi metalici dublu circuit, cu o lungime de aproximativ 35,35 kilometri;
- Un tronson de linie electrică subterană de 400 kV, pe o lungime de aproximativ 2 kilometri, care va face legătura între porțiunea aeriană a liniei și Medgidia Sud.

Noua linie electrică de transport va sprijini dezvoltarea infrastructurii energetice în regiunea Dobrogea, contribuind la creșterea capacității de evacuare a energiei produse în noi centrale electrice eoliene și convenționale din Dobrogea, inclusiv la evacuarea eficientă a energiei produse în sud-estul țării către sistemul electroenergetic interconectat, la asigurarea unei alimentări sigure și eficiente pentru consumatorii din Constanța, litoralul Mării Negre și zona Tulcea la consolidarea interfeței dintre Rețeaua Electrică de Transport și Rețeaua Electrică de Distribuție din zona Dobrogea și nu în ultimul rând la reducerea pierderilor de putere și optimizarea costurilor de transport al energiei electrice.

Nivelul ridicat al acestor finanțări din fonduri nerambursabile, va avea efect pozitiv asupra profitabilității Companiei pe termen lung. Totodată, finanțarea obiectivelor de investiții prin fonduri nerambursabile, asigură creșterea indicatorilor de lichiditate ai Companiei.

Pentru anul 2026 un impact semnificativ în rezultatele financiare ale Companiei pot avea: climatul macroeconomic și financiar internațional, mix-ul intern de politici economice, energetice și de mediu și tensiunile geo-politice generate de situația din Ucraina. În calitate de vecini ai Ucrainei și ai Republicii Moldova avem un rol activ esențial în stabilirea și implementarea procedurilor care decurg din functionarea interconectată a SE Ucraina și SE Republica Moldova la sistemul energetic European.

Compania acordă importanță implementării proiectelor de interes comun în eforturile de consolidare a

securității energetice în extremitatea estică a rețelei interconectate europene, în contextul sincronizării sistemelor Ucrainei și Republicii Moldova, cum ar fi:

- Importanța cyber security în asigurarea rețelelor energetice inteligente,
- metode de accelerare a atingerii țintei stabilite de Green Deal de decarbonizare totală până în 2050,
- importanța rețelelor energetice în ceea ce privește accelerarea dezvoltării RES-urilor (surse de energie regenerabilă).

Totodată Transelectrica susține proactiv domeniul educației din Romania prin continuarea procesului de acordare de burse de studiu studenților facultăților tehnice în domeniile energetică, electrotehnică, automatică și calculatoare, astfel asigurând începutul unei cariere profesionale motivante și *oportună în cadrul Companiei.

Ca și perspectivă pentru perioada următoare, printre principalele provocări pentru operatorii sistemelor de transport al energiei electrice din perspectiva cercetării și inovării se pot enumera/prefigura:

- utilizare de tehnici de extragere a datelor și HPC (High Performance Computing) pentru a gestiona mai bine rețeaua, mai aproape de limitele sale fizice;
- utilizarea de noi materiale și tehnologii pentru creșterea flexibilității rețelei;
- dezvoltarea de metodologii și instrumente pentru a opera rețeaua mai aproape de limitele sale fizice, fără a periclita securitatea acesteia (OTS-urile vor trebui să dezvolte sistemele expert și instrumentele de sprijin pentru luarea deciziilor pentru a anticipa eventualele situații de urgență, pentru a oferi un avertisment timpuriu operatorilor de sistem și pentru a sugera posibile soluții cu probabilitatea lor de succes în timp real).

Utilizarea sporită a resurselor regenerabile, digitalizarea sistemului energetic și problemele de securitate cibernetică legate de aceste evoluții, participarea mai activă a clientului pe piața energiei reprezintă noi provocări la care sistemul energetic răspunde prin investiții în activități de cercetare și inovare.

Digitizarea sistemului energetic, dezvoltarea sectorului specific tehnologiei informației în întreaga societate și în economie va influența sistemele energetice.

Trecerea de la un "sistem de alimentare pe bază de cupru" la un sistem care integrează mai mult tehnologia informației, gestionarea datelor și nodurilor de date și care susține problemele de securitate cibernetică este de o importanță capitală.



Raport Operațional



8. Date operaționale

8.1. Configurarea rețelei

Rețeaua electrică de transport ("RET") este rețeaua electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV și este constituită din ansamblul de linii, inclusiv elementele de susținere, control și protecție a acestora, stații electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele.

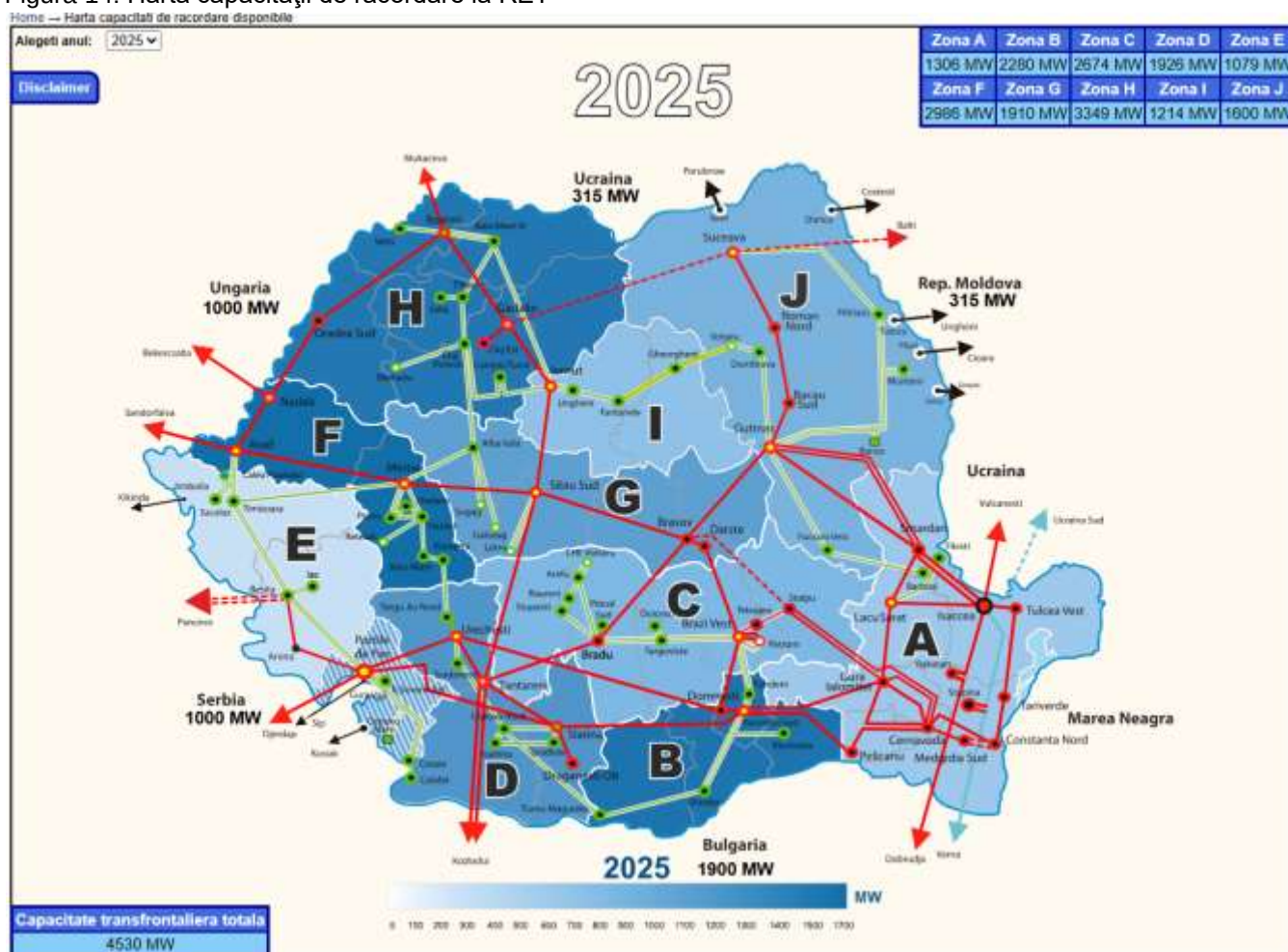
RET realizează interconectarea între producători, rețelele de distribuție, consumatorii mari și sistemele electroenergetice învecinate.

În contextul preocupării generale atât la nivel european, cât și la nivel național privind realizarea tranziției către o economie fără emisii de carbon, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA își orientează acțiunile spre dezvoltarea infrastructurii energetice în sensul creșterii capacității de integrare a noilor unități de producție.

Pentru a facilita conturarea unui mediu predictibil în sfera investițiilor pentru generarea energiei electrice, operatorul național de transport și sistem pune la dispoziția publicului interesat date referitoare la capacitatea rețelei de transport de a racorda unități noi de producție, în funcție de regiuni diferite ale țării.

Astfel, aceste informații sunt accesibile pe website-ul www.transelectrica.ro în formatul unei hărți interactive, care vizează anul 2025, precum și previziunile anului 2030, raportate la evoluțiile proiectelor de dezvoltare și consolidare a infrastructurii energetice de transport. Datele sunt prezentate pentru 10 regiuni ale țării, cu referire inclusiv la cererile de racordare existente, aflate în diferite etape de prelucrare, și vor fi actualizate în permanență.

Figura 14: Harta capacității de racordare la RET



O bună parte a liniilor electrice aeriene ("LEA") și a stațiilor electrice de transformare ce alcătuiesc RET a fost construită în anii 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelor ani.

Volumul capacităților energetice, conform licenței pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, a serviciului de sistem este cel prezentat în tabelul alăturat:

Tabel 11: Volumul capacităților energetice

Tensiunea (kV)	Stații (nr.)	Puterea instalată (MVA)	LEA (km)
400	39	22.224	5.269,31
220	42	14.283	4.032,44
750	-	-	3,11
110	-	-	40,42*
Total	81	36.507	9.345,28

*(LEA de interconexiune cu statele vecine)

Notă: În cazul stațiilor electrice s-a luat în considerare tensiunea superioară.

Stații electrice de 220 kV – Instalații de racordare în proprietatea terților și exploatate de CNTEE "Transelectrica"-SA sunt ca număr 3 unități, respectiv lungimea Liniilor Electrice Aeriene de 220 kV – Instalații de racordare în proprietatea terților și exploatate de CNTEE "Transelectrica"-SA (conform Ordin ANRE nr. 59 / 2013 cu modificările și completările ulterioare) este de 2,71 km. De asemenea menționăm și cei 0,3 km de **Linii electrice Subterane 220kV**.

Compania urmărește menținerea, în condiții de eficiență economică, a calității serviciului de transport și de sistem și a siguranței în funcționare a sistemului electroenergetic național, în conformitate cu reglementările în vigoare și cu standardele asumate în comun, la nivel european.

Integrarea în SEN a producției din resurse regenerabile, în special centralele electrice eoline și cele fotovoltaice, atât sub forma producției distribuite și dispersate la nivelul RED, cât și prin apariția unor centrale de foarte mare putere (ordinul sutelor de MW) racordate direct în RET - conduce la necesitatea de acțiuni complexe de integrare a acestor centrale în sistemul EMS/SCADA-DEN, atât ca surse dispecerizabile distribuite cât și ca surse mari concentrate, fapt care va impune dimensionarea corespunzătoare a echipamentelor hardware pentru asigurarea achiziției și prelucrării unui volum foarte mare de date.

Caracterul specific al acestui tip de producție, dat de gradul ridicat de variabilitate cu implicațiile inerente asupra rezervelor de putere la nivel SEN și de modul

de operare în piața de echilibrare, impun integrarea acestor surse la un nivel corespunzător în sistemul EMS/ASCADA și asigurarea monitorizării și a managementului energetic specific (prin funcții și aplicații EMS dedicate, cum ar fi cele de prognoză sau de control centralizat). Astfel, sistemul EMS/SCADA-DEN a fost reabilitat funcțional și modernizat pentru a satisface cerințele funcționale și de securitate informaționale contemporane.

De asemenea, pentru a păstra adecvarea rețelei astfel încât aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată în condițiile modificărilor survenite, au fost incluse în Planul de dezvoltare a RET pe zece ani și se vor realiza două categorii de investiții:

- re tehnologizarea stațiilor existente;
- extinderea RET prin construcția de linii noi, creșterea capacității de transport a liniilor existente, extinderea stațiilor existente și creșterea capacității de transformare în stații.

În acest context, la sfârșitul anului 2025, Compania a pus în funcțiune, după finalizarea cu succes a probelor tehnice, prima instalație STATCOM (Compensator Sincron Static) din Rețeaua Electrică de Transport (RET), în stația electrică 400/220/110/20 kV Sibiu Sud.

Investiția face parte dintr-un proiect major cu finanțare din Fondul pentru Modernizare, respectiv instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile Sibiu Sud și Bradu și marchează un pas esențial pentru modernizarea infrastructurii energetice a României și siguranța în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN).

Instalația STATCOM din Stația Sibiu Sud, deja dată în exploatare și aflată la dispoziția Dispecerului Energetic Național, reprezintă prima parte a proiectului de instalare a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile Sibiu Sud și Bradu.

Finalizarea lucrărilor în stația 400/220/110/20 kV Bradu este estimată pentru prima parte a anului 2026, înainte de termenul contractual iar valoarea totală a proiectului este de 260 milioane lei, din care 254 milioane lei sunt asigurate prin Fondul pentru Modernizare.

Lucrările sunt realizate de Asocieria Siemens Energy SRL – Electromontaj SA, termenul contractual de implementare fiind august 2026, investiția se numără printre cele 11 proiecte ale Transelectrica finanțate nerambursabil prin Fondul pentru Modernizare.

STATCOM este o tehnologie avansată care stabilizează tensiunea în rețea și contribuie direct la creșterea siguranței alimentării cu energie electrică pentru consumatorii casnici și industriali. Implementarea acestuia consolidează capacitatea SEN de a integra volume tot mai mari de energie regenerabilă și de a răspunde în mod flexibil variațiilor rapide de sarcină.

Instalația STATCOM asigură:

- reglaj dinamic și continuu al tensiunii în nodul de rețea;
- compensarea permanentă a puterii reactive;
- creșterea stabilității de tensiune în regim normal și de avarie;
- sporirea flexibilității SEN în condițiile creșterii ponderii energiei regenerabile;
- amortizarea oscilațiilor de tensiune interzonale, care apar la nivelul interconexiunii ENTSO-E.

Această investiție are un impact direct asupra securității energetice naționale, prin creșterea capacității de transport, reducerea riscurilor de instabilitate și optimizarea operării rețelei în situații de congestie, evenimente neprevăzute sau variații rapide de consum.



8.2. Date operaționale selectate

Compania are sarcina de a menține în permanență funcționarea sistemului electroenergetic național în condiții de siguranță și cu respectarea standardelor de calitate prevăzute în Codul tehnic al RET.

De asemenea, pentru echilibrarea în timp real a producției cu consumul, Compania utilizează mecanismele pieței de echilibrare.

Conducerea operativă a SEN este asigurată de:

- Dispeceratul Energetic Național
- 5 Dispecerate Teritoriale: București, Bacău, Cluj, Craiova, Timișoara

Balanța energetică SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – decembrie 2025 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024, se observă o scădere în procent de 0,6% a consumului intern net¹ și o scădere cu 2% a producției nete de energie. Comparativ cu anul 2023 consumul intern net a

crescut cu 3,6%, în timp ce producția netă de energie a scăzut cu 9%.

Schimbările fizice transfrontaliere de export au înregistrat în anul 2025 o creștere de 11% față de aceeași perioadă din anul 2024 (o scădere de 10% față de 2023), iar cele de import o creștere în procent de 16% față de anul 2023 (o dublare față de anul 2023).

Scăderi ale consumului au fost înregistrate în lunile ianuarie, martie, iunie, iulie, august, noiembrie și decembrie, în restul anului fiind înregistrate ușoare creșteri ale acestuia, cu excepția lunii februarie, care a avut o creștere de 6,3%.

În ceea ce privește scăderile de consum din lunile iulie – august, acestea au avut un trend descrescător tot mai pronunțat de o lună la alta, pe măsură ce crește durata intervalului zilnic al radiației solare, cu alte cuvinte, o dată cu creșterea producției de energie la nivelul prosumatorilor (cantitate care nu este măsurată), se înregistrează o scădere a consumului măsurat la nivel național.

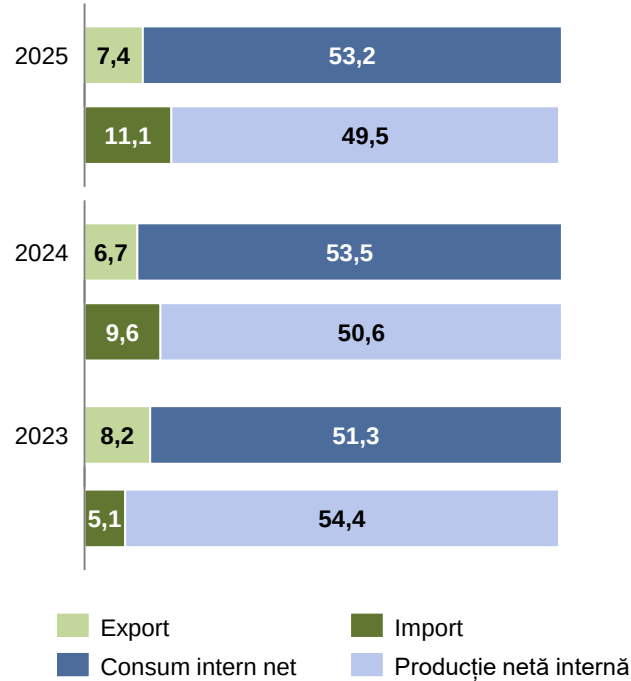
¹ valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție, consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj precum și stocare consum

Tabel 12: Balanța energetică

TWh	2025	2024	2023
Producție netă internă	49,5	50,6	54,4
Import	11,1	9,6	5,1
Export	7,4	6,7	8,2
Consum intern net*	53,2	53,5	51,3

**Notă: valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție, consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj precum și stocare consum*

Figura 15: Balanța Energetică (TWh)



Creșterea semnificativă a consumului înregistrat în luna februarie 2025 a fost influențată în mare parte de temperatura medie lunară, care a înregistrat valoarea de -2,10°C, comparativ cu februarie 2024, când s-au înregistrat +6,0°C.

De asemenea, în ceea ce privește producția la nivelul SEN, aceasta a scăzut constant față de cea înregistrată în perioada similară a anului 2024 și 2023, cea mai mare scădere, fiind înregistrată la nivelul lunii ianuarie 2025.

În general pe parcursul anului 2025 comparativ cu anul 2024 au crescut valorile importului de energie electrică, cel mai mare import de energie electrică fiind înregistrat la nivelul lunii ianuarie.

Mixul producției de energie electrică

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie - decembrie 2025 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024, s-a înregistrat o scădere pe componentele din surse Termo în procent de 1% și Hidro în procent de 14%. Creștere au înregistrat

componentele Regenerabile și Nuclear în procent de 3% respectiv 1%.

La sfârșitul intervalului anului 2025 producția din baterii a cumulat valoarea de 184,66 GWh, în timp ce valoarea înregistrată pentru prosumatori a fost de 1.770 GWh.

În anul 2025 mixul energetic a prezentat un profil predominant cu emisii reduse de carbon, în care aproximativ 66% a provenit din surse de energie curată.

Astfel, energia nucleară a contribuit cu 21%, în timp ce energia hidroelectrică a reprezentat aproape un sfert din total energie produsă (24%). De asemenea, o dată cu creșterea puterii instalate în centrale eoliene și fotovoltaice, din acest tip de energie aproximativ 12% a fost generat de energie eoliană, în timp ce energia fotovoltaică a reprezentat 5%, diferența până la 66% fiind acoperită din energie generată la prosumatori și facilități de stocare.

Aproximativ 34% din total producție este reprezentată de combustibilii clasici fosili, din care 14% reprezintă cărbune, iar 20% hidrocarburi.

În ceea ce privește energia netă produsă pentru lunile noiembrie și decembrie 2025, aceasta nu include cantitățile de energie introduse în rețea de către prosumatori.

Tabel 13: Mixul producției de energie electrică netă

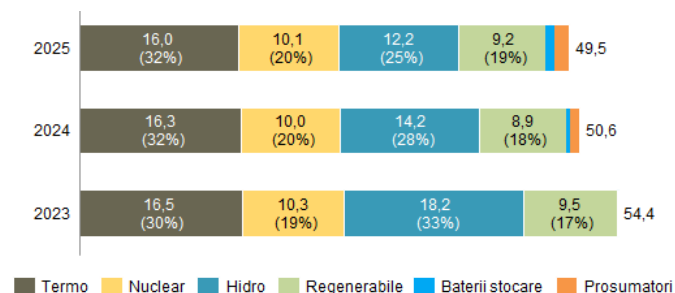
TWh	2025	2024	2023
Termo	16,0	16,3	16,5
Nuclear	10,1	10,0	10,3
Hidro	12,2	14,2	18,2
Regenerabile	9,2	8,9	9,5
Baterii stocare*	0,18	0,03	0,0
Prosumatori	1,8	1,2	0,0
Total	49,5	50,6	54,4

**Valoarea în GWh înregistrată în anul 2025 a fost de 184,7 GWh, în anul 2024 a fost 27,5 GWh iar în anul 2023 a fost de 2,3 GWh*

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – decembrie 2025 se observă că cea mai mare pondere, 32%, este reprezentată de componenta Termo urmată de componenta Hidro 28%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de 18% respectiv 20%.

În cei trei ani prezența ponderile pentru Termo și Nuclear, Regenerabile au rămas constante, în timp ce categoria Hidro a prezentat scădere constantă. Creștere semnificativă în totalul mixului este reprezentată de categoria prosumatori.

Figura 16: Mixul producției 2025 – 2023 (TWh)



Parcul național de producție

Puterea instalată în centralele pe surse termo a înregistrat o scădere cu aproximativ 11%, de la 5.476 MW instalați la 01 ianuarie 2025, la 4.897 MW instalați la 01 ianuarie 2026.

În anul 2024, puterea instalată în centralele pe surse termo a crescut cu aproximativ 1%, de la 5.447 MW instalați la 31 decembrie 2023, la 5.476 MW instalați la 31 decembrie 2024.

La data de 01 ianuarie 2026, puterea brută instalată în SEN totaliza 19.368 MW, cu următoarea structură pe surse primare de energie: cărbune – 2.095 MW (1.885 MW net), hidrocarburi – 2.802 MW (2.455 MW net), nuclear – 1.413 MW (1.300 MW net), hidro – 6.688 MW (6.432 MW net), eolian – 3.136 MW (3.109 MW net), fotovoltaic – 3.094 MW (3.008 MW net), biomasă – 139 MW (134 MW net).

În ceea ce privește puterea instalată în instalațiile de stocare, la data de 05.12.2025 aceasta totaliza 494 MW.

Număr Grupuri	Puterea Instalată [MW]
30	494

În ceea ce privește puterea instalată la prosumatori aceasta însuma 3.454 MW (la data de 01.01.2026).

Număr Prosumatori	Puterea Instalată [MW]
295.476	3.454

Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - decembrie în intervalul 2025-2023, este redată în tabelul de mai jos:

Tabel 14: Putere instalată (valori brute)

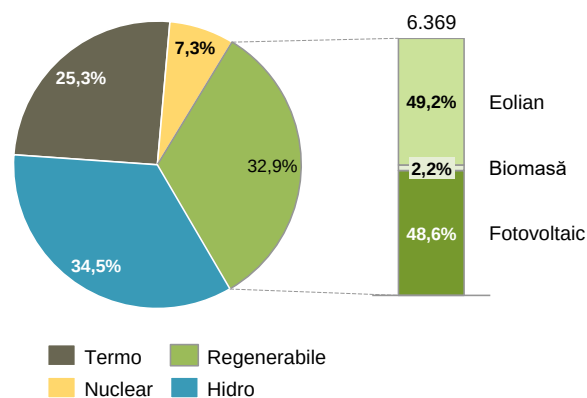
MW	2025	2024	2023
Termo	4.897	5.476	5.447
Nuclear	1.413	1.413	1.413
Hidro	6.688	6.633	6.643
Regenerabile	6.369	5.088	4.708
Total	19.368	18.610	18.210

Datele prezentate reflectă capacitățile de producție care au licență de exploatare comercială. Unitățile de

producție aflate în perioada de probă nu sunt cuprinse în această situație.

Structura parcului de producție în anul 2025 este redată mai jos:

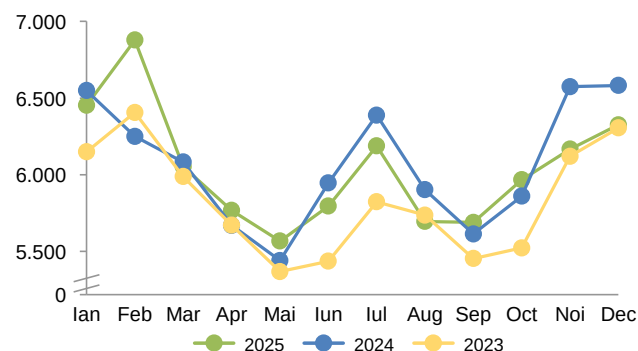
Figura 17: Putere instalată 2025 (19.368 MW/h val. brută)



Consumul mediu și maxim

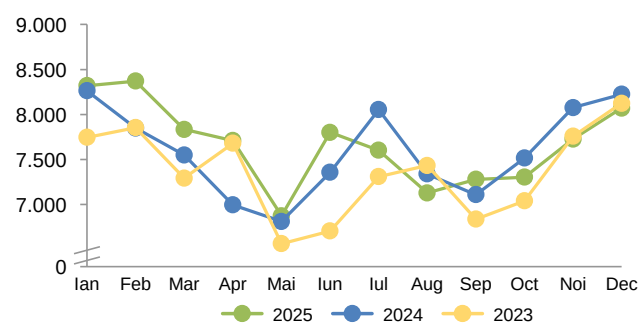
Consumul mediu net de energie electrică în anul 2025 s-a situat la un nivel mai ridicat în perioada prezentată mai jos.

Figura 18: Consum mediu net lunar (MWh/h)



Consumul maxim orar net corespunzător anului 2025, a înregistrat un punct maxim în luna februarie, în aceeași tendință a ultimilor ani când valorile maxime au fost înregistrate în lunile de iarnă.

Figura 19: Consum maxim orar net (MWh/h)



Tabel 15: Consum maxim

An	Lună	Valoare (MWh/h)
2025	Feb	8.370
2024	Ian	8.262
2023	Dec	8.123

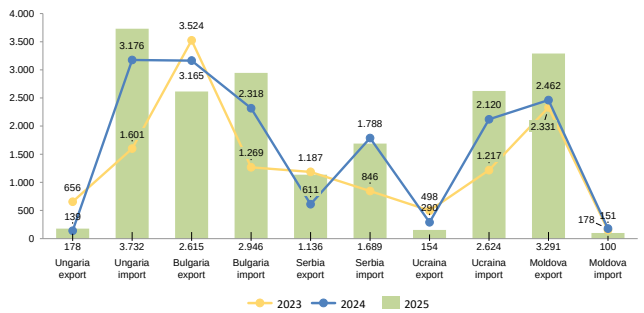
Fluxuri transfrontaliere

Fluxurile transfrontaliere fizice au înregistrat pe parcursul celor trei ani evoluții fluctuante pe toate granițele.

Distribuția **fluxurilor fizice de import (an 2025: 11,1 TWh, an 2024: 9,6 TWh) / export (an 2025: 7,4 TWh, an 2024: 6,7 TWh)** pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – decembrie 2025 față de ianuarie - decembrie 2024 se prezintă astfel:

- exportul a scăzut pe granița cu Bulgaria și Ucraina și a crescut pe granița cu Serbia, Ungaria și Moldova, iar
- importul a crescut pe granița cu Bulgaria, Ungaria, Ucraina și a scăzut pe granița cu Moldova și Sebia.

Figura 20: Fluxuri fizice transfrontaliere (GWh)



Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - decembrie 2024, fluxurile fizice de export au scăzut pe granița cu Bulgaria (-17% -550 GWh), și Ucraina (-47% -136 GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (+86% +526 GWh), Ungaria (+28% +38 GWh) și Moldova (+34% +829 GWh).

În anul 2025 în zona Europei centrale se constată diminuarea exporturilor din Republica Cehă și Slovacia iar în zona de sud-est a Europei se constată că majoritatea țărilor sunt importatoare, cu excepția Greciei, a Bulgariei și a Turciei.

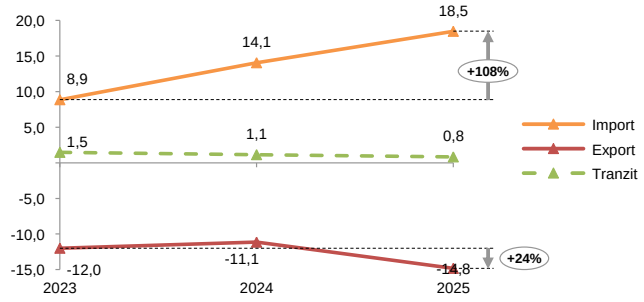
România în anul 2023 a fost exportatoare, după care în anii 2024 și 2025 a devenit importatoare.

Utilizare capacitate totală alocată

În ceea ce privesc fluxurile comerciale, în anul 2024 față de anul 2023 s-a înregistrat o creștere de

aproximativ 59% a schimburilor comerciale la import și o scădere de 22% a energiei tranzitate.

Figura 21: Fluxuri comerciale cross-border (GWh)



Față de anul 2024, s-a înregistrat o creștere de 31% a schimburilor comerciale la import și de 33% a schimburilor comerciale la export, respectiv o scădere de 27% a energiei tranzitate, pe fondul unui consum intern de energie electrică la nivelul SEN mai redus față de perioada similară de anul trecut și în condițiile variațiilor de hidraulicitate din această perioadă (comparativ cu anul trecut, s-au înregistrat valori mult mai scăzute în luna iulie 2025 și în a doua jumătate a lunii septembrie și mai mari în cursul lunii august 2025).

Schimburile comerciale includ cantitatea de energie electrică importată și exportată ca urmare a participării Transelectrica S.A. în calitate de membru operațional în platforma europeană Imbalance Netting (IGCC), începând cu data de 17 decembrie 2021.

Tabel 16: Interconexiuni transfrontaliere (utilizare capacitate totală alocată %)

Graniță	Direcție	2025 [%]	2024 [%]	2023 [%]
Ungaria	Export	100,00	100,00	100,00
	Import	100,00	100,00	100,00
Bulgaria	Export	27,76	28,98	29,00
	Import	34,14	34,79	29,09
Serbia	Export	16,47	26,48	46,37
	Import	22,15	32,14	34,22
Ucraina	Export	54,10	55,43	34,87
	Import	78,66	69,67	87,51

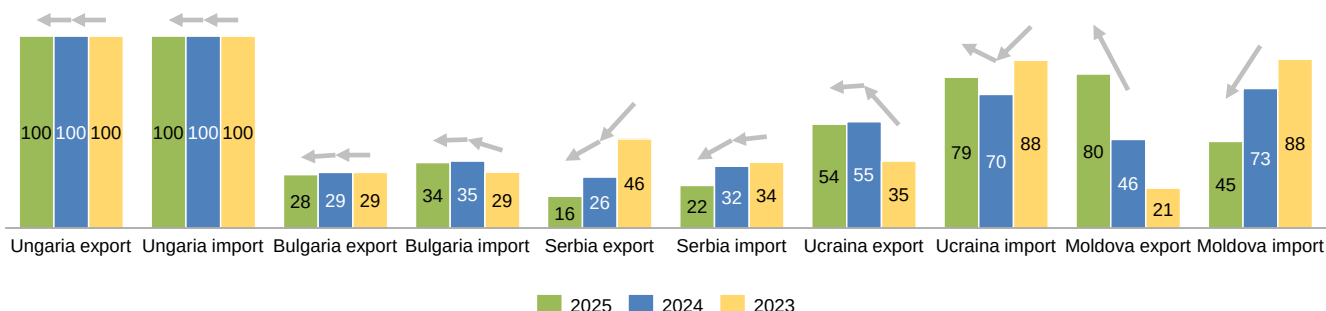
Notă: valorile prezentate în tabel reprezintă medii anuale calculate ca medii aritmetice simple ale valorilor lunare medii

Schimburile comerciale includ cantitatea de energie electrică importată și exportată ca urmare a participării Transelectrica S.A. în calitate de membru operațional în platforma europeană Imbalance Netting (IGCC), începând cu data de 17 decembrie 2021.

Pe granița cu Ungaria, gradul de utilizare este de 100%, atât la import cât și la import, având în vedere că licitațiile pe termen scurt sunt de tip implicit (se alocă simultan capacitate și energie), iar începând cu

ianuarie 2023, s-a trecut complet în cazul licitațiilor pe termen lung de la mecanismul de alocare de tip Drepturi Fizice de Capacitate la mecanismul de alocare de tip Drepturi Financiare de Capacitate (capacitatea alocată la licitațiile anuală și lunară nu mai reprezintă un drept fizic care poate fi utilizat de către participant, ci doar un drept financiar al acestuia).

Figura 22: Grad de utilizare a capacității total alocate (%)



Consumul propriu tehnologic înregistrat în rețeaua electrică de transport

Consumul propriu tehnologic (CPT) este un indicator de performanță general privind utilizarea RET raportat și monitorizat conform standardului de performanță al serviciului de transport (Ordinul ANRE nr. 12/2016 cu modificările și completările ulterioare).

CPT-ul în RET este determinat ca fiind diferența dintre energia electrică introdusă în RET și energia electrică extrasă din RET, raportată la energia electrică introdusă în RET, raport exprimat în procente.

Evoluția consumului propriu tehnologic ("CPT") în RET este influențată de mai mulți factori, independenți de activitatea Transelectrica, precum: condițiile meteo, structura producției vs. localizarea consumului, fluxurile fizice de import/ export pe granițele SEN. Cele mai mici valori (raportate la energia intrată în conturul rețelei) se înregistrează în anii secetoși, hidraulicitatea scăzută determină intrarea în funcțiune a centralelor electrice care au ca sursă primară gazul, astfel se obține o structură favorabilă a producției, iar pierderile Corona sunt reduse.

Pierderile în rețea sunt influențate în cea mai mare măsură de distanța dintre centrele de producție și cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem și de volumul și destinația schimburilor internaționale.

Instalarea unei puteri semnificative în centralele eoliene în zona Dobrogea, excedentară din punct de vedere al producției de energie, urmată de o reducere treptată și consistentă a producției în zonele deja deficitare din acest punct de vedere, au determinat o polarizare accentuată a producției la nivelul țării, peste 70% din aceasta fiind generată în jumătatea de sud.

Gradul de utilizare a drepturilor totale de capacitate pe o graniță și direcție, reprezintă raportul exprimat procentual dintre energia aferentă schimburilor comerciale realizate (notificate) la nivelul unei luni și energia corespunzătoare drepturilor totale de capacitate.

Creșterea tranzitelor de energie ca urmare a cuplării piețelor, reducerea sau stagnarea energiei intrate în RET determinată de evoluția consumului intern și de cea a soldului de import/export, au fost alți factori care au influențat trendul de reducere a pierderilor.

Începând cu anul 2020, investițiile în echipamente performante au continuat în ritm susținut iar trendul de evoluție a ponderii CPT în energia intrată în RET a continuat să fie ușor descrescător, în condițiile unei energii intrate în RET fluctuante ca urmare a volatilității consumului intern determinată mai întâi de restricțiile legate de pandemia de coronavirus, apoi de creșterea prețurilor la energia electrică, iar în ultimii doi ani de apariția prosumatorilor, a căror putere instalată se apropie în prezent de 2.500 MW.

Abaterile de la trend sunt date în continuare în special de evoluția fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune și de cantitățile de precipitații diferite de la an la an, care influențează pierderile corona.

Tabel 17: Evoluție CPT

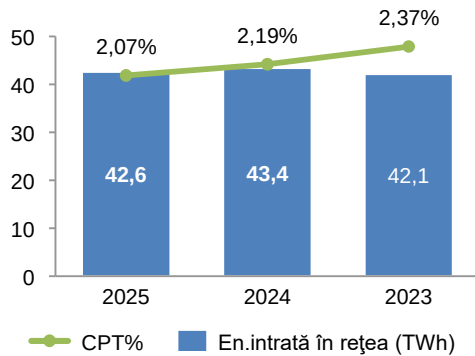
Indicator		2025	2024	2023
Energie intrată în rețea	GWh	42.610	43.381	42.146
Energie ieșită din rețea	GWh	41.727	42.432	41.147
Pierderi	GWh	883	949	999
CPT	%	2,07%	2,19%	2,37%

La nivelul anului 2025 CPT în RET a scăzut cu 7% comparativ cu anul 2024, și cu 12% comparativ cu anul 2023, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse și a condițiilor meteorologice mult mai favorabile, caracterizate de cantități mai mari

de precipitații care au determinat scăderea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,19% la 2,07%, în condițiile în care energia intrată în conturul RET a fost mai mare cu 1,10% decât cea din anul 2023.

Figura 23: Evoluția CPT raportat la energia intrată în RET



Datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate.

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în intervalul ianuarie – decembrie 2025, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

Factori care au determinat evoluția CPT

În luna ianuarie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna ianuarie 2024 cu 8%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Republica Moldova, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,25% în 2024 la 2,09% în 2025.

Energia intrată în contur scăzut cu 0,8% în luna ianuarie 2025 (31,4 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 17,6% (583,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 29,4% (69 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 119,2% (621,1 GWh) a energiei primite din import.

În luna februarie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna februarie 2024 cu 9%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina și Ungaria, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice mult mai favorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,17% în 2024 la 1,95% în 2025.

Energia intrată în contur a crescut cu 1,2% (44,5 GWh) în luna februarie 2025 față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii și cu 133,7% (592,7 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 13,8% (402,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 51,7% (145,4 GWh) a energiei primite din RED.

În luna martie 2025 CPT-ul a crescut față de luna martie 2024 cu 3,2%, în special ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai defavorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Serbia și Bulgaria, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice mai defavorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,24% în 2024 la 2,31% în 2025.

Energia intrată în contur a scăzut cu 0,2% (6,3 GWh) în martie 2025 față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 14,5% (412,2 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 4,3% (11,2 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 78,6% (417,2 GWh) a energiei primite din import.

În luna aprilie 2025 CPT-ul a crescut față de luna aprilie 2024 cu 0,8%, ca urmare a creșterii cu 3,7% a energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele cu excepția celei cu Republica Moldova, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, iar condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,44% în 2024 la 2,37% în 2025. Energia intrată în contur crescut cu 3,7% în luna aprilie 2025 (116,7 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 38% (256,2 GWh) a

energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 9,9% (29,3 GWh) a energiei primite din RED și cu 5,1% (110,2 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

În luna mai 2025 CPT-ul a crescut față de luna mai 2024 cu 1,1%, ca urmare a creșterii cu 5,4% a energiei intrate în conturul RET, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona, în condițiile în care fluxurilor fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,36% în 2024 la 2,27% în 2025. Energia intrată în contur crescut cu 5,39% în luna mai 2025 (160,8 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 2,18% (42,6 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, cu 14,88% (38,0 GWh) a energiei primite din RED și cu 10,33% (80,2 GWh) a energiei primite din import.

În luna iunie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna iunie 2024 cu 24,7%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Serbia, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,21% în 2024 la 1,88% în 2025. Energia intrată în contur scăzut cu 11,26% în luna iunie 2025 (375,8 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 20,54% (481,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 7,64% (59,1 GWh) a energiei primite din import și cu 21,41% (46,6 GWh) a energiei primite din RED.

În luna iulie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna iulie 2024 cu 9,5%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele cu excepția celei cu Republica Moldova, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 1,92% în 2024 la 1,84% în 2025. Energia intrată în contur a scăzut cu 5,34% în luna iulie 2025 (203,9 GWh) față de perioada similară din

2024, ca urmare a scăderii cu 11,35% (305,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 8,51% (83,5 GWh) a energiei primite din import și cu 12,85% (18,5 GWh) a energiei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații ușor mai mari, determinând creșterea pierderilor corona.

În luna august 2025 CPT-ul a crescut față de luna august 2024 cu 3,96%, ca urmare a structurii de producție mai defavorabile și a fluxurile fizice de import/export mai dezavantajoase pe linia de interconexiune cu Ucraina, conducând la creșterea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,71% în 2024 la 1,89% în 2025. Energia intrată în contur a scăzut cu 6,35% în luna august 2025 (225,9 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 6,52% (164,3 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 11,09% (101,8 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii 33,25% (40,2 GWh) a energiei primite din RED. Condițiile meteorologice au fost similare din punct de vedere al precipitațiilor.

În luna septembrie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna septembrie 2024 cu 6,87%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ungaria, Ucraina și Serbia, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,05% în 2024 la 2,00% în 2025. Energia intrată în contur a scăzut cu 4,47% în luna septembrie 2025 (155,2 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 8,71% (222,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 7,79% (13,9 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 11,01% (81,4 GWh) a energiei primite din import.

În luna octombrie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna octombrie 2024 cu 19,8%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe toate granițele cu excepția celei cu Bulgaria, conducând la reducerea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,50% în 2024 la 1,96% în 2025.

Energia intrată în contur a crescut cu 2,17% în luna octombrie 2025 (79,4 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii cu 1,70% (44,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 19,67% (40,4 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile scăderii cu 0,66% (5,5 GWh) a energiei primite din import.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mult mai mari, determinând creșterea pierderilor corona.

În luna noiembrie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna noiembrie 2024 cu 1,03%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe granițele cu Bulgaria, Serbia și Republica Moldova și defavorabile pe granițele cu Ungaria și Ucraina.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,21% în 2024 la 2,20% în 2025.

Energia intrată în contur a scăzut cu 0,41% în luna noiembrie 2025 (15,9 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 20,48% (227,2 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 5,49% (142,1 GWh) a energiei primite de

la producătorii racordați la RET și cu 39,75% (69,2 GWh) a energiei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mai mari, determinând creșterea pierderilor corona.

În luna decembrie 2025 CPT-ul a scăzut față de luna decembrie 2024 cu 9,29%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona, în condițiile în care fluxurile fizice de import/export au fost mai avantajoase pe granițele cu Bulgaria, Serbia și Republica Moldova și defavorabile pe granițele cu Ungaria și Ucraina.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,23% în 2024 la 2,11% în 2025.

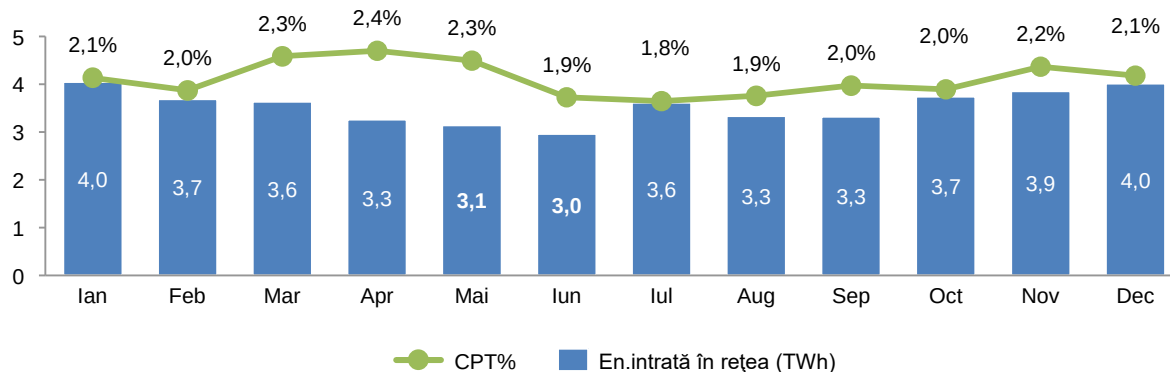
Energia intrată în contur a scăzut cu 3,8% în luna decembrie 2025 (157,6 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 27,28% (346,6 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 5,28% (140,8 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 20,93% (48,1 GWh) a energiei primite din RED.

CPT %

Nivel minim 2025– luna iulie 1,8%

Nivelul maxim 2025– luna aprilie 2,4%

Figura 24: Evoluția lunară a CPT în anul 2025



Concluzii

Pe ansamblul trimestrului I din 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 4,7% comparativ cu perioada similară din 2024, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Moldova și a condițiilor meteorologice mai favorabile din primele două luni, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au scăzut de la 2,22% la 2,11%.

Pe ansamblul semestrului I din 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 6,1% comparativ cu perioada similară din anul 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în RET în luna iunie, dar în principal ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, în mod deosebit a celor de pe granițele cu Ucraina și Ungaria și a condițiilor meteorologice mai favorabile din lunile ianuarie, februarie, aprilie și iunie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în conturul RET, pierderile au scăzut de la 2,27% la 2,14%, în condițiile în care energia intrată în RET în prima jumătate a anului 2025 a fost cu doar 0,4% sub cu cea din anul anterior.

Pe ansamblul trimestrului III din 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 4,6% comparativ cu perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai favorabile din luna

septembrie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 1,89% la 1,91%, în condițiile în care energia intrată în RET în trimestrul III al anului 2025 a fost cu 5,39% sub cu cea din anul anterior.

Pe ansamblul trimestrului IV din 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 10,2% comparativ cu perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai favorabile din luna decembrie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 2,31% la 2,09%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 0,8 % sub cu cea din trimestrul IV al anului 2024.

Pe ansamblul anului 2025, CPT-ul în RET a scăzut cu 6,9% comparativ cu anul 2024, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai favorabile din lunile ianuarie, februarie, aprilie, iunie septembrie și decembrie, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au scăzut de la 2,19% la 2,07%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 1,78% sub cu cea din anul anterior.

9. Dezvoltarea RET

Strategia Companiei cu privire la dezvoltarea RET prevede accelerarea proiectelor de investiții în vederea modernizării și întăririi Rețelei de transport a energiei electrice, creșterea capacității de interconexiune cu țările din cadrul ENTSO-E cât și cu cele din afara UE.

Accelerarea investițiilor este prioritatea zero pentru membrii Consiliului de Supraveghere (CS) și Directoratului, fiind motivată de însuși circuitul financiar de determinare a performanței financiare, corespunzător metodologiei de tarificare aprobată de ANRE aplicabilă Companiei, care determină asigurarea surselor de finanțare a activităților operaționale și investiționale.

Conform competențelor și atribuțiilor stabilite prin Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare și Condițiilor specifice asociate Licenței nr. 161 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia Președintelui ANRE nr. 1793/ 26.08.2025, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, Compania planifică dezvoltarea rețelei electrice de transport, ținând seama de stadiul actual și evoluția prognozată a consumului, parcului de producție și schimburilor de energie electrică și elaborează la fiecare doi ani un Plan de Dezvoltare pentru următorii zece ani succesivi.

Planul de dezvoltare RET – perioada 2024 – 2033

Ultima ediție a Planului de Dezvoltare pe zece ani se referă la perioada 2024 – 2033. Aceasta a fost aprobată de ANRE prin Decizia nr.2715/2024. AGA CNTEE Transelectrica SA a aprobat Planul de Dezvoltare a RET perioada 2024 – 2033 coordonate principale prin Hotărârea nr.4/2024.

Planul de Dezvoltare a RET reprezintă un document deosebit de important pentru activitatea Companiei prin care se identifică și se propun proiectele de dezvoltare și modernizare a rețelei electrice de transport pentru următorii zece ani.

La baza „Planului de dezvoltare a RET – perioada 2024 - 2033” („Planul RET”), aprobat de ANRE, au stat analize privind regimurile de funcționare a SEN în perspectivă, bazate pe scenarii privind evoluția consumului, parcului de producție și schimburilor cu sistemele vecine, pe termen mediu și lung.

Principalele obiective ale proiectelor din Planul de Dezvoltare a RET sunt:

- Creșterea capacității de interconexiune cu alte sisteme;
- Integrarea producției din centrale din zonele de est și sud-est;
- Integrarea producției din centrale electrice din alte zone;
- Siguranța alimentării consumului din zone deficitare la parametrii normați de calitate și siguranță;
- Retehnologizarea și modernizarea stațiilor existente;
- Modernizări ale sistemelor de măsurare, de comandă și control, etc.

Parcul de producție din zona de sud-est a avut o dezvoltare rapidă. Au apărut numeroase centrale electrice eoliene și fotovoltaice precum și numeroase proiecte de centrale electrice care sunt necesare pentru atingerea Țintelor asumate de România în domeniul energiei regenerabile. Sunt, de asemenea, preconizate două noi unități nucleare la CNE Cenavodă.

Prin urmare, este necesară întărirea secțiunii de rețea internă care asigură transportul puterii spre centrele de consum din restul țării.

Dezvoltarea capacităților de producție bazate pe surse regenerabile conduce la intensificarea schimburilor de energie între sisteme și la creșterea variabilității fluxurilor de putere pe regiuni întinse.

Experiența ultimilor ani și prognoza pentru perioada următoare indică un grad mare de solicitare a rețelei din România la granițele cu Serbia și Ungaria, atât pentru schimburi între SEN și aceste sisteme, cât și pentru tranzit care traversează rețeaua SEN.

Pentru a asigura infrastructura necesară schimburilor de energie electrică în regiune, este necesară creșterea capacității de schimb la interfața de vest a sistemului.

La categoria de proiecte care nu sunt incluse în Planul de Dezvoltare dar se vor putea include în funcție de confirmarea parcurgerii etapelor de decizie necesare la nivelul părților interesate a fost introdus proiectul de cablu submarin România-Georgia și cablul subteran în curent continuu HVDC Albertirsa (HU) - Arad (RO) 525kV.

Din analizele de regim staționar și stabilitate statică, a rezultat că secțiunile monitorizate S4 (secțiunea de alimentare a zonei Transilvania de N-V) și S5 (secțiunea de alimentare a zonei Moldova) prezintă un risc ridicat de funcționare în apropierea puterii maxim

admisibile în secțiune atât pe termen mediu, cât și pe termen lung, fiind demonstrată necesitatea întăririi fiecăreia dintre aceste secțiuni.

În acest sens, întărirea rețelei electrice de transport prin întregirea inelului de 400 kV între zona de Nord-Est și Nord-Vest a SEN este benefică în ceea ce privește creșterea rezervelor de stabilitate statică atât pentru secțiunile S4 și S5, cât și pentru secțiunea S3 (secțiunea comună de transport între zonele Dobrogea+Moldova și restul SEN).

Au fost identificate și câteva zone pentru care se estimează probleme locale de siguranță a alimentării consumului, unde trebuie instalate capacități suplimentare de injecție din rețeaua de 400 kV spre rețeaua de tensiune inferioară (Iernut, Sibiu).

De asemenea a rezultat necesitatea unor proiecte pentru creșterea siguranței în alimentare a consumatorilor din zona metropolitană București.

Din analizele realizate în cadrul ENTSO-E a rezultat necesitatea creșterii capacității de interconexiune pe granițele cu Serbia și Ungaria și în consecință au fost introduse în planul de dezvoltare, proiecte suplimentare pe termen lung.

Proiecte incluse în Planul de dezvoltare a RET – perioada 2024 - 2033

Prin specificul lor, proiectele de infrastructură RET necesită o durată mare de pregătire și realizare, astfel încât rezultatele devin vizibile după un anumit număr de ani.

Experiența ne arată că ciclul complet uzual al unui proiect de investiții (pornind de la faza de proiectare inițială, elaborare a studiului de fezabilitate, caietului de sarcini și proiectului tehnic și până la execuție și punerea în funcțiune a proiectului) pentru realizarea/retehnologizarea unei stații electrice este în medie de 5 ani, iar pentru construcția unei linii electrice noi de 9 ani.

Planul de Dezvoltare al RET reprezintă un document deosebit de important pentru activitatea Companiei prin care se identifică și se propun proiectele de dezvoltare și modernizare a rețelei electrice de transport pentru următorii zece ani, corelat cu evoluția prognozată a consumului de energie electrică, cu respectarea normelor tehnice în vigoare.

S-au identificat ca proiecte principale și s-a verificat adecvarea următoarelor dezvoltări ale RET, ale căror termene de finalizare au avut în vedere duratele necesare pentru realizarea investițiilor:



Creșterea capacității de schimb pe interfața de vest a României

Având în vedere contribuția la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană, Comisia

Europeană a introdus pe cea de a cincea listă de Proiecte de Interes Comun (PCI) următorul grup de proiecte:

- PCI „Grupul România–Serbia, între Reșița și Pancevo”, cunoscut sub denumirea „Mid

Continental East corridor”, care include următoarele proiecte de interes comun:

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO)-Pancevo (Serbia) – finalizată;
- LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- Trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara, Arad și Săcălaz.

De asemenea sunt incluse următoarele proiecte:

- Echiparea circuitului 2 LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba;
- LEA 400 kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2 - rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E;
- Recondutorarea LEA 220kV Porțile de Fier-Reșița;
- Interconexiune RO-HU (LEA 400 kV nouă Oradea-Jozsa (Debrecen Del), AT nou 400/220 kV Roșiori, recondutorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat)- rezultat din analizele pe termen lung din cadrul ENTSO-E.

Creșterea capacității de schimb pe interfața de sud a României (granița cu Bulgaria) pentru transportul puterii din surse regenerabile intermitente instalate pe coasta Mării Negre spre centre de consum și stocare sunt planificate următoarele dezvoltări ale rețelei:

➤ *clusterul „Black Sea corridor”, care include următoarele proiecte:*

- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Smârdan-Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței.

➤ *Pentru creșterea capacității de schimb pe interfața cu Republica Moldova:*

- LEA 400 kV Suceava (RO)-Bălți (RM) simplu circuit;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă);
- LEA 400kV Gutinaș – Strășeni (LEA nouă)

➤ *Pentru interconexiunea cu Ucraina:*

- Montarea unui conductor de protecție cu fibră optică înglobată pe LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo.

În ediția următoare a Planului de Dezvoltare se va introduce trecerea la 400kV a LEA Isaccea - Ucraina Sud (via Primorska), proiect propus spre analiză și la TYNDP.

Creșterea capacității de transport între zona de est (în special Dobrogea) și restul sistemului electroenergetic interconectat și integrarea în sistem a puterii generate din SRE și alte surse în Dobrogea

Pentru a întări capacitatea de transport din Dobrogea spre restul sistemului, au fost planificate mai multe proiecte de întărire a rețelei de transport.

- Racord intrare-ieșire LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud (etapa I Extinderea stației de 400 kV Medgidia Sud și etapa II realizarea racordurilor);
- LEA 400 kV s.c. Gădălin-Suceava;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Stâlp-Brașov;
- Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achiziție AT4 de 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest, și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest, realizare statie 400 kV Teleajen si retehnologizare statia 110 kV LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Medgidia Sud-Constanța Nord;
- Recondutorarea LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni-Fântânele;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 8 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV București Sud - Pelicanu;
- Mărirea capacității de transport pe tronsonul de 53 km cu secțiune mai mică pe LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu;
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit;
- Mărirea capacității de transport LEA 220kV Gutinas-Dumbrava;
- Mărirea capacității de transport LEA 220kV Dumbrava-Stejaru;
- Mărirea capacității de transport LEA 220kV Fantanele-Ungheni;
- Mărirea capacității de transport LEA LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei;
- Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
- Recondutorarea LEA 220kV București Sud-Fundeni
- Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Medgidia Sud;
- Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Smardan;
- Echipare circuit 2 pt LEA noua 400 kV Smardan-Gutinas;
- Dispozitive de control al circulațiilor de puteri pentru evitarea suprasarcinilor pe LEA 220kV București Sud-Fundeni.

- Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (SVC) în stațiile: 400kV Gura Ialomiței, 400kV Arad, 220kV Brazi Vest.

Integrarea în SEN a puterii generate din alte centrale

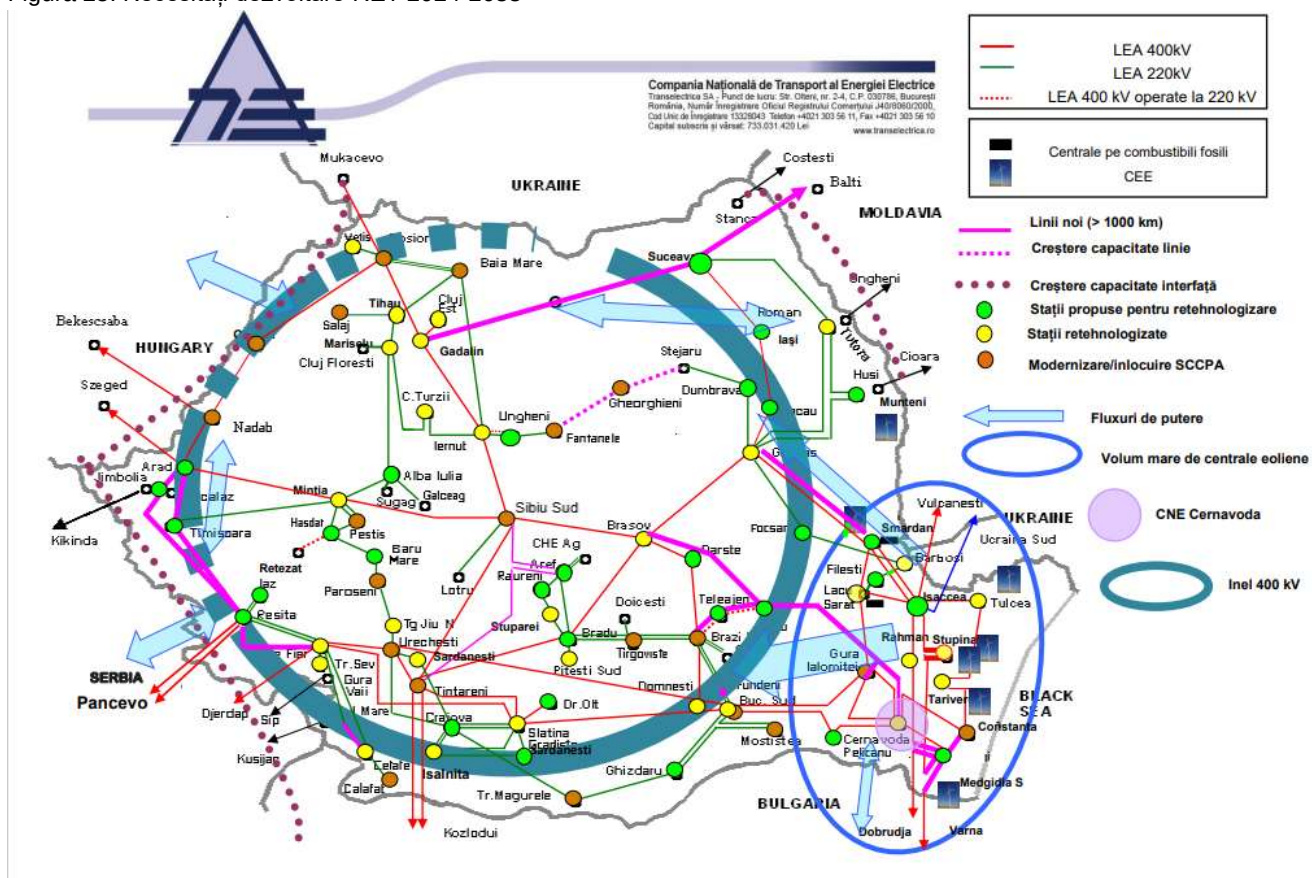
Sunt programate următoarele lucrări:

- Pentru evacuarea în condiții de siguranță a puterii de la CHE Porțile de Fier II, s-a convenit cu S.C. Hidroelectrică SA evacuarea la 220 kV, prin construcția stației de 220 kV Ostrovul Mare, și a LEA 220 kV d.c. racord Ostrovul Mare în LEA 220 kV Porțile de Fier - Cetate.

Pentru evacuarea puterii din CEF în sudul țării au fost introduse următoarele proiecte:

- Reconductorare LEA 220 kV Turnu-Magurele-Ghizdaru;
- Reconductorare LEA 220 kV Turnu-Magurele-Craiova Nord;
- Reconductorare LEA d.c. 220kV București Sud-Ghizdaru.
- Instalarea unui AT 220/110kV suplimentar în stația Stupărei
- Dispozitive de control al circulațiilor de puteri pentru evitarea suprasarcinilor pe LEA 220kV kV Urechești - Târgu Jiu Nord – Paroșeni - Baru Mare – Hășdat, până la realizarea reconductorării.
- LEA d.c. 220kV București Sud-Ghizdaru.

Figura 25: Necesități dezvoltare RET 2024-2033



Siguranța alimentării consumului

- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea-prin realizarea unei stații noi 400 kV Arefu, 1AT 400/220 kV 400 MVA și racord în LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud printr-o LEA 400 kV d.c. de aproximativ 0,05 km;
- Instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400MVA în stația 220/110 kV Fundeni, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni;

- Instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250MVA în stația 400/220/110 kV București Sud, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud;
- Stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești;

- Stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni-Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100MVar în stația nouă 400 kV;.
- Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare Iernut în RED;
- Stație 400/110kV Bistrita de injecție din LEA 400kV Suceava - Gadalin în RED;
- Transformator 400/110kV Calea Aradului.

Retehnologizarea și modernizarea stațiilor existente

Un număr semnificativ de stații existente se află/vor intra într-un program susținut de retehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor:

Linii și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelei perioade.

Starea tehnică reală a instalațiilor s-a menținut până în prezent la un nivel corespunzător, atât prin programul de mentenanță desfășurat, cât și printr-un program susținut de retehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

În următorii zece ani, se vor finaliza proiectele de retehnologizare aflate în derulare și se vor începe proiecte noi, respectând prioritizarea bazată pe starea tehnică și importanța stațiilor:

- Înlocuiri AT și T în stații-etapa 3:
- AT 220/110 kV 200 MVA: Tg.Jiu Nord, Sărdănești, Suceava, Dumbrava, Grădiște (AT2); FAI (AT 2).
- AT 220/110 kV 100 MVA Tihău;
- Trafo2 110/20 kV 40 MVA în stația Tg.Jiu Nord și Trafo2 110/10 kV 40 MVA în stația Cluj Est, Trafo 110/20 kV 40 MVA: T1 și T2 în stația Cluj Florești;
- T2 110/20 kV 25 MVA în stația Sălaj, T2 110/20 kV 25 MVA în stația Câmpia Turzii, T2 110/20 kV 25 MVA în stația Turnu Severin Est; Trafo T1 110/20 kV 20 MVA în stația Turnu Severin Est;
- Înlocuire AT 220/110kV 200MVA Stupărei
- Retehnologizare stația 400/110 kV/m.t. Smârdan;
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Baru Mare;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Filești;
- Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală (Proiect pilot DigiTEL Alba Iulia);
- Retehnologizare stația 110/20 kV Medgidia Sud;
- Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa II) ;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Pelicanu;

- Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Darste
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru;
- Modernizare stație 400/110/20kV Drăgănești Olt;
- Modernizare stație 220/110/20kV Grădiște;
- Modernizare stație 220/110/20kV Fântânele;
- Modernizare stație 220/110 kV Calafat;
- Modernizare SCADA în stația 400/110/20 kV Oradea Sud;
- Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în următoarele stații: 400/220 kV Roșiori, 220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Baia Mare 3, 220/110 kV Cluj Florești, 400 kV Țânțăreni, 220/110 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș, 400 kV Calea Aradului, 400/220/110 kV Mintia, 220/110/20 kV Târgoviște, 400 kV Cernavodă, 400/110/20kV Sibiu Sud, 220/110/20 kV Gheorgheni, 400kV Gădălin.
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile Transelectrica (Proiect DigiTEL Trafo Expert)
- Modernizare stația 400/220/110 kV Urechești
- Înlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 kV Drăganesti Olt
- Înlocuire Trafo 1 și Trafo 7 stația Cluj Est
- Înlocuire Trafo 2 400/110kV stația Smârdan
- Înlocuire trafo T1 și T2 400/110kV Constanta Nord
- Achiziția și montajul unei bobine de compensare 100MVar în stația Portile de Fier 400kV
- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN folosite în interconexiune, pentru evacuare putere din CNE Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (Proiect DigiTEL Smart Lines)
- Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale (Proiect pilot DigiTEL Smart Vision)

- „Proiect pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostistea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” - DigiTEL Green

Planul de dezvoltare RET – perioada 2026 - 2035

În anul 2025 Departamentul de Dezvoltare RET a întocmit Planul de Dezvoltare a RET pentru perioada 2026-2035. Acesta a parcurs următoarele etape procedurale:

- a fost avizat în Comitetul Tehnico-Economic (CTES) Transelectrica la data de 30 iulie 2025;
- a fost supus consultării publice în perioada 13 august – 13 septembrie 2025, prin publicarea pe site-ul www.transelectrica.ro;
- a fost aprobat în Adunarea Generală a Acționarilor (AGA) în data de 28 noiembrie 2025, conform prevederilor legale și cerințelor de guvernanță corporativă.

Ulterior, Compania a transmis către ANRE, forma aprobată a Planului de Dezvoltare a RET pentru perioada 2026–2035, în vederea avizării. În acest moment acesta se află în analiză la ANRE.

Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035 este elaborat de Companie în conformitate cu misiunea și viziunea sa, ținând cont de perspectivele de dezvoltare economică ale României și de evoluțiile sectorului energetic.

Documentul respectă cerințele de conținut prevăzute de Ordinul ANRE nr. 98/2022 privind aprobarea Procedurii de fundamentare și aprobare a planurilor de dezvoltare și investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice.

Scopul planului de dezvoltare a RET este definirea unei viziuni pe termen lung (2026–2035) privind dezvoltarea infrastructurii de transport al energiei electrice, prin stabilirea unor obiective strategice și a direcțiilor de acțiune corespunzătoare.

Acesta fundamentează proiectele majore de investiții necesare pentru modernizarea, extinderea și digitalizarea rețelei electrice de transport, în vederea asigurării unui Sistem Electroenergetic Național sigur, eficient, rezilient și interoperabil, în conformitate cu cerințele tranziției energetice și cu standardele europene în domeniu.

În cadrul Planului de dezvoltare a RET sunt incluse, de asemenea și sursele de finanțare a investițiilor, împreună cu un calendar estimativ de implementare.

Planul de Dezvoltare RET pentru perioada 2026–2035 este elaborat într-un context strategic european complex, în care politicile energetice ale Uniunii

Europene joacă un rol esențial în modelarea viitorului sectorului energetic. În acest sens, obiectivele de dezvoltare ale Transelectrica sunt construite în deplină concordanță cu direcțiile strategice ale UE, vizând în mod direct:

- Diversificarea surselor de energie și creșterea securității energetice, prin consolidarea rețelei de transport și dezvoltarea capacităților de interconexiune cu sistemele electroenergetice ale statelor membre;
- Dezvoltarea unei piețe interne integrate a energiei, prin modernizarea RET și facilitarea cuplării piețelor de energie electrică pe toate orizonturile de timp;
- Creșterea eficienței energetice și susținerea unei economii sustenabile, prin investiții în infrastructura inteligentă și tehnologii avansate, sisteme de monitorizare și control, cu scopul reducerii pierderilor de energie și maximizării utilizării resurselor;
- Decarbonizarea Sistemului Energetic Național, prin integrarea energiei din surse regenerabile și asigurarea accesului acestora la rețea, sprijinind astfel atingerea țintelor climatice stabilite prin Acordul de la Paris și Pactul Verde European;
- Promovarea cercetării, inovării și digitalizării, prin implementarea proiectelor pilot, adoptarea de soluții tehnologice emergente și transformarea digitală a companiei, în linie cu agenda europeană privind tranziția energetică și competitivitatea.

Obiectivele specifice ale acestuia reflectă aceste direcții europene și includ:

- Asigurarea funcționării în siguranță a SEN și furnizarea serviciului de transport la standarde de calitate reglementate;
- Dezvoltarea RET în raport cu prognozele de consum, producție, import, export și tranzit de energie electrică;
- Creșterea capacităților de interconexiune și integrarea pieței unice europene;
- Facilitarea integrării surselor regenerabile de energie în rețea și transportul eficient al acestora către zonele de consum;
- Îmbunătățirea eficienței energetice și optimizarea investițiilor;
- Promovarea accesului echitabil și nediscriminatoriu la rețea;
- Implementarea soluțiilor digitale și inovatoare prin intermediul Programului de Transformare Digitală.

Această abordare integrată poziționează Transelectrica ca un actor-cheie în realizarea tranziției energetice a României și în atingerea obiectivelor de securitate, sustenabilitate și competitivitate energetică stabilite la nivelul Uniunii Europene.

Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2026 - 2035 față de ediția anterioară a PD RET, aferent perioadei 2024 - 2033

În perioada de referință scursă de la aprobarea ediției anterioare a Planului de Dezvoltare, CNTEE Transelectrica SA a finalizat o serie de investiții strategice, esențiale pentru consolidarea infrastructurii de transport al energiei electrice, creșterea siguranței în alimentare și facilitarea tranziției energetice:

Retehnologizare/modernizare RET:

- Retehnologizarea stației de transformare 220/110kV Filești;
- Retehnologizarea stației de transformare 220/110/MT kV Baru Mare;

Siguranța alimentării consumului:

- Creșterea siguranței în funcționarea zonei de rețea Argeș - Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV;

Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova:

- Mărirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8 km);
- Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni - Fântanele;
- Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud;
- Retehnologizarea stației 400kV Medgidia Sud și racordarea intrare - ieșire în stația Medgidia Sud a LEA 400kV;

Integrarea producției din centrale - alte zone

- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare – RET;

Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I Stația 400/220/110 kV Reșița;
- Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlp;

În actuala ediție a Planului de dezvoltare, aferentă perioadei 2026-2035, s-au introdus următoarele proiecte noi de investiții:

Retehnologizare/modernizare RET:

- Înlocuire AT2 200 MVA în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele;
- Achiziție și montaj AT 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia;
- Modernizare stația 400/110/20 kV Drăgănești-Olt;
- Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110/20 kV Tulcea Vest;
- Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110 kV Constanța Nord;
- Modernizare sistem comandă, control, protecție și automatizare în stația 400/220/110 kV București Sud;
- Modernizare sistem comanda control protecții și automatizări în stația 400/110/20 kV Gura Ialomiței;
- Modernizare sistem comandă control protecții și automatizări în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele;
- DigiTEL Next-Gen Power Grid – Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome;
- Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines- etapa 2;

Siguranța alimentării consumului:

- Reconductorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni;
- Autotransformator (AT2) nou 220/110kV, 200MVA Stupărei;
- Transformator (T2) nou 400/110kV, 250MVA Stâlp;
- Transformator nou 400/110kV, 250MVA Dârste;
- Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400/110 kV Botoșani;
- Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Bistrița;
- Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlp;
- Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive în stația 400/220/110 kV București Sud;

Integrarea producției din centrale noi-Dobrogea și Moldova

- Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Brașov-Sibiu Sud;

Integrarea producției din centrale - alte zone

- Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Mintia-Alba Iulia;
- Recondutorare LEA. 220 kV Cetate – Calafat;
- Recondutorare LEA. 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești;
- Recondutorare racord 220kV – București Sud – derivație Mostiștea;
- Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c. Lotru- Sibiu Sud;
- Autotransformator (AT4) nou 400/220kV, 400MVA Arefu.

Față de ediția anterioară a Planului de Dezvoltare a RET 2024-2033, în actuala ediție a Planului de Dezvoltare RET nu au fost excluse proiecte de investiții.

Digitalizare RET

În anul 2025, în cadrul Companiei prin Direcția de Măsurare OMEPA, s-a derulat implementarea noului Sistem de Monitorizare a Calității Energiei Electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS), privind „Digitalizarea RET prin instalarea a două sisteme online pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro și pentru monitorizarea calității energiei electrice”, prin parcurgerea următoarelor etape importante:

- avizarea documentațiilor tehnice detalii de execuție pentru platforma informatică de la punctul central al sistemului PQMS și pentru stațiile din aria de activitate a STT Cluj Napoca, STT Sibiu, ST București, STT Craiova, STT Bacău,
- etapele de testare FAT a analizelor de calitate a energiei electrice aferente stațiilor STT Cluj Napoca, STT Sibiu, ST București, STT Craiova, STT Bacău, a dulapurilor de telecomunicații și a dulapurilor pentru analize aferente stațiilor STT Cluj Napoca, STT Sibiu, ST București, STT Bacău, precum și a platformei informatice de la punctul central PQMS,
- etapele de instalare a furniturii de la punctul central PQMS și în stațiile electrice Cluj Est, Roșiori, Oradea Sud, Baia Mare, Cluj Florești, Sălaj, Vetiș, Gădălin, Tihău, Câmpia Turzii, Dârste, Brașov, Iernut, Ungheni, Fântânele, Gheorgheni, Sibiu Sud, Alba Iulia, Gura Ialomiței, Pelicanu, Târgoviște, Mostiștea, București Sud, Domnești, Sărdănești, pentru toate aceste locații fiind încheiate procese verbale la terminarea lucrărilor și s-au realizat testele SAT.

Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) a fost proiectat în acord cu cele mai noi cerințe în domeniul monitorizării calității energiei electrice, al informaticii de proces, precum și în domeniul securității cibernetice. În cadrul proiectului sunt prevăzute: realizarea platformei informatice de la punctul central, înlocuirea analizelor de calitate a energiei electrice existente care au durată de viață depășită, instalarea de analize noi și extinderea monitorizării în punctele de interes, precum și aducerea la zi a analizelor existente pentru conformitatea cu cerințele actuale în domeniul monitorizării calității energiei electrice.

Scopul Sistemului de Monitorizare a Calității Energiei Electrice este acela de a extinde monitorizarea calității energiei electrice în toate stațiile din RET, precum și în toate stațiile de interconexiune ale SEN cu sistemele electro-energetice vecine.

Tot în anul 2025, s-au derulat etapele premergătoare încheierii contractului pentru achiziția de „Contoare de energie electrică trifazată pentru racordarea utilizatorilor RET”.

Ca și element de perspectivă pentru anul 2026, în urma desfășurării licitațiilor din anul 2025 pentru Schema de ajutor de stat sub formă de contracte pentru diferență pentru producerea de energie electrică din surse regenerabile de energie eoliană onshore și solar fotovoltaică, OPCOM S.A. a transmis către OMEPA lista producătorilor cu care a încheiat contracte pentru diferență.

Conform datelor țintă de punere în funcțiune a centralelor respective, începând cu trimestrul al III-lea din anul 2026, OMEPA va transmite lunar către OPCOM datele aferente producătorilor care au încheiat contracte pentru diferență.

9.1. Programul anual de investiții

Detalierea cheltuielilor pentru investiții în intervalul 2025-2023 pe principalele capitole din programul anual de investiții corelat cu principalele capitole ale

Planului de dezvoltare al Companiei, se prezintă astfel:

Tabel 18: Valoarea investițiilor realizate în 2025-2023

	Categorii de cheltuieli	Programat 2025* (mil lei)	Realizat 2025 (mil lei)	Realizat 2024 (mil lei)	Realizat 2023 (mil lei)
	Total general (A+B)	715,89	691,05	665,70	471,95
A	Cheltuieli proprii Companiei	613,00	594,22	619,06	427,23
I	Investiții în continuare	554,89	538,24	597,85	402,37
II	Investiții noi	17,25	16,51	5,46	5,58
III	Alte cheltuieli de investiții	40,86	39,47	15,75	19,28
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	102,89	96,82	46,64	44,71

(*) PAI 2025 rev. A6

Gradul de realizare a programului anual de investiții la 31 decembrie 2025 este de 104,9% față de PAI 2025 aprobat AGA și 96,5% față de PAI 2025 Revizia A6 la Total General și de 96,9% la categoria Cheltuieli proprii Companiei (în condițiile în care valoarea aprobată pentru cheltuieli de investiții proprii Companiei a rămas nemodificată în PAI Revizia A6 față de PAI aprobat AGA).

Valoarea realizată a investițiilor în continuare este de 538,243 mil lei și reprezintă 90,6% din cheltuielile de investiții proprii Companiei realizate în anul 2025.

Valoarea realizată a investițiilor finanțate din tarif de racordare este de 96,823 mil lei, corespunzător solicitărilor de executare a unor lucrări de relocări de rețele sau racordare la rețea a unor producători.

Programul de investiții pentru anul 2025 a fost revizuit de șase ori până la 31.12.2025.

În anul 2025 au fost încheiate 3 contracte de proiectare și execuție lucrări pentru obiective de investiții finanțate prin Fondul pentru modernizare,

precum și 3 contracte de proiectare și execuție pentru obiective de investiții finanțate prin PNRR.

Planul de dezvoltare al Companiei pentru următorii 10 ani include un program complex de investiții, care urmărește consolidarea securității energetice, digitalizarea și implementarea conceptului SMART GRID, ceea ce va genera, pe de o parte, creșterea capacității de integrare a energiei regenerabile în sistem și pe de altă parte creșterea capacității de interconexiune.

În ceea ce privește capacitatea RET de a integra noi unități de producție din surse regenerabile, trebuie menționat potențialul eolian și solar al regiunilor Dobrogea (sud-estul țării) și Banat (sud-vestul țării).

Aceste regiuni, deja congestionate, nu mai permit integrări de noi capacități, însă luând în considerare investițiile în curs de realizare precum și cele planificate doar pentru aceste două regiuni, până în 2027, vor fi aproximativ 5.000 de MW suplimentari disponibili.

Scurtă descriere a principalelor proiecte demarate în anul 2025

Stația electrică 400 kV Stâlp și Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp – lucrări

Scopul proiectului:

Stația 220/110/20 kV Stâlp a fost proiectată în anul 1971, construită în perioada 1974-1977 și conectată la SEN în anul 1977.

Retechnologizarea acestei stații electrice prin utilizarea rapoartelor de tensiune 400/110/20kV se impune a fi realizată din considerente de suplimentare a căilor de evacuare a puterii generate în zona de Sud-Est a SEN.

Astfel, dacă în prezent schema electrică de conexiuni a stației 220 kV este una redusă, o celulă LEA 220 kV Stâlp – Teleajen, respectiv o celulă AT 220/110kV, 200 MVA, prin trecerea la nivelul de 400 kV a stației, schema electrică de conexiuni va permite conectarea LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp (un circuit direct și un circuit cu intrare-ieșire în stația 400 kV Gura Ialomiței).

Descriere proiect:

Proiectul prevede realizarea stației de 400 kV în tehnologie GIS, (montată în interiorul incintei existente pe teritoriul actual al stației de 220 kV, fără necesitatea achiziționării unui teren suplimentar) și

modernizarea stației electrice 220/110/20kV Stâlp pentru nivelurile de tensiune 110 kV și 20 kV.

La sfârșitul lucrărilor de trecere la tensiunea de 400 kV, stația 400/110/20 kV Stâlp va răspunde cerințelor impuse de funcționarea SEN în condiții de siguranță.

Trecerea la 400 kV a stației Teleajen și re tehnologizarea stației 110 kV Teleajen

Scopul proiectului:

Trecerea la 400kV a Stației Teleajen și re tehnologizarea stației de 110kV Teleajen” face parte din cadrul investiției „Trecerea la 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp”, inclusiv “Achiziția AT 400 MVA 400/220/20kV și lucrări de extindere stațiile de 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110kV Brazi Vest”. Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 400 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp, se încadrează în categoria investițiilor care asigură transferul de energie electrică produsă în Dobrogea spre zona Munteniei. Stația 400/110 kV Teleajen este un nod pe rețeaua de transport 400 kV Cernavodă – Stâlp – Teleajen – Brazi Vest cu posibilitatea executării manevrelor de sincronizare. Scopul prezentei lucrări îl constituie trecerea stației existente de 220 kV la tensiunea de 400 kV și rth stației de 110 kV, care vor fi echipate cu echipament convențional, de exterior. Lucrările de modernizare a stației existente de 220/110 kV Teleajen au drept scop aducerea instalațiilor la un nivel de siguranță și fiabilitate corespunzător zonei din punct de vedere energetic prin utilizarea de tehnicii actuale existente pe plan mondial.

Descriere proiect:

Soluția aleasă privind modernizarea stației de 220 kV consta în înlocuirea totală a echipamentului primar (inclusiv a AT-ului de 200 MVA cu doua unități de transformatoare de 400/110 kV – 250 MVA și implementarea unui sistem de ultimă generație de comandă – control – protecție, metering și teleprotecție, inclusiv cablurile de J.T. aferente, cu respectarea strategiilor TEL privitoare la teleconducerea stațiilor electrice din RET. Soluția aleasă privind rth stației de 110 kV consta în înlocuirea parțială a echipamentului primar (reutilizându-se întreruptoarele și separatoarele de plecare în linie din cadrul celulelor LEA Rafinărie 1 și 2 și LEA Petrochimie 1 și 2 și parțială a sistemului de comandă – control – protecție (cu reutilizarea releelor existente MICOM P543 care vor fi upgrdate pentru protocolul de comunicații IEC 61850) și metering, inclusiv cablurile de J.T. aferente, cu respectarea strategiilor TEL privitoare la teleconducerea stațiilor electrice din RET. La sfârșitul lucrărilor de

modernizare, în stația 400/110 kV Teleajen vor funcționa 2 unități trifazate noi de transformare, de 250/250/80 MVA, 400/110/20 kV.



Modernizare stația 220/110 kV Calafat

LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României

Scopul proiectului:

Construcția LEA 400 kV Suceava - Bălți este necesară interconectării sistemului energetic al Republicii Moldova la ENTSO-E.

Proiectul propus prezintă particularitatea de a desfășura activități și de a angaja obligații în două zone geografice învecinate, însă separate fizic de râul Prut și independente din punct de vedere jurisdicțional

și teritorial: România (membru deplin al UE), respectiv Republica Moldova (partener strategic al UE).

Promotorul și concesionarul secțiunii din LEA 400 kV Suceava (RO) - Bălți (MD) situată pe teritoriul României este C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (care deține calitatea de TSO în România) în timp ce Î.S. Moldelectrica (care deține statutul de TSO în Republica Moldova) este promotorul secțiunii aflată pe teritoriul Republicii Moldova.

Noua LEA 400kV Suceava (RO) - Bălți (MD) va asigura integrarea în rețeaua electrică de transport a energiei produse din surse regenerabile din zona de Est și Sud-Est a României, iar ulterior închiderii inelului de 400kV al României (orizont 2030), va permite un transfer mai eficient al energiei electrice între România și Republica Moldova, eliminând dezavantajele actuale datorate existenței unui singur traseu de transfer la tensiunea de 400kV.

Proiectul a luat naștere ca urmare a documentelor încheiate între Moldelectrica și Transelectrica în perioada 2006 – 2008, pentru accelerarea integrării surselor regenerabile de energie și facilitarea schimburilor transfrontaliere a energiei electrice.

Descriere proiect:

LEA 400 kV Suceava - Bălți se va realiza în varianta simplu circuit și va traversa pe teritoriul României 17 unități administrativ teritoriale din județele Suceava și Botoșani și va avea o lungime de aproximativ 93 km pe teritoriul României.

Modernizare Stația 220 kV Ostrovu Mare

Scopul proiectului:

Stația 220 kV Ostrovu Mare va fi amplasată în județul Mehedinți, lângă stația existentă 110/20/6 kV Ostrovu Mare, care se găsește în imediata vecinătate a CHE Porțile de Fier II.

Analiza energetică a zonei Porțile de Fier I, Cetate, Calafat, Halânga și Porțile de Fier II - Gogoșu a scos în evidență necesitatea schimbării soluției de evacuare a energiei produse în CHE Porțile de Fier II către SEN prin realizarea unei stații noi de conexiuni 220 kV la Ostrovu Mare, racordată printr-o LEA de 220 kV dublu circuit nouă la LEA 220 kV d.c. existentă Porțile de Fier – Cetate (circuitul 1).

Descrierea proiectului:

Schema stației de 220 kV va fi cu bară simplă secționată printr-o cuplă longitudinală cu întreruptor, la care se vor racorda următoarele celule:

- 2 celule de linie (LEA 220 kV Porțile de Fier și LEA 220 kV Cetate);

- 2 celule de autotransformator de 200 MVA, 220 kV, AT1 și AT2;

- 1 celulă de cuplă longitudinală 220 kV;

- 2 celule măsură pe bare, CM1A și CM1B 220 kV;

Stația va fi de tip exterior AIS, cu izolație în aer, echipată cu echipamente de tip convențional.

Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și rețehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru

Scopul proiectului:

Modernizarea sistemului de comandă control protecție, metering a stației Ghizdaru și rețehnologizarea nivelului de medie tensiune și a serviciilor proprii c.c/c.a.

Descrierea proiectului:

După implementarea proiectului, stația 220/110/20 kV Ghizdaru va fi comandată și/sau supravegheată, pe nivele ierarhice, astfel: de la echipamentul primar de comutație - din cofretele de acționare ale echipamentelor primare de comutație (nivel 0); de la echipamentele TNCC 1, 2 - din dulapurile de comandă, control, protecții (nivel 1); de la echipamentele din camera de comandă a stației (nivel 2). De asemenea, stația electrică 220/110/20kV Ghizdaru va fi supravegheată, telecomandată și telecondusă operativ astfel: de la echipamentul de la CTSI sau EI (nivel 2); de la Centrul de dispecer (DEN/DET) (nivel 3).

Achiziție și montare bobină de compensare în stația 400 kV Porțile de Fier

Scopul proiectului:

Prin realizarea investiției de montare a unei bobine de compensare 100MVAR, 400kV în stația 400/220kV Porțile de Fier se urmăresc o serie de obiective, cum sunt:

- aport în reglarea tensiunii, contribuie la reducerea solicitărilor electrice asupra izolației echipamentelor și aparatajului din RET și eventual din RED și la menținerea nivelului de tensiune în nodul 400 kV Porțile de Fier în limitele admisibile și asigurarea funcționării sigure a SEN și a interconexiunii în zona respectivă. Nodul de 400 kV Djerdap din sistemul vecin nu va mai fi afectat de tensiunile în afara limitelor admisibile din RET;

- creșterea siguranței în funcționare și creșterea capacității de transfer ca urmare a posibilității de funcționare a LEA 400kV Porțile de Fier – Reșița și a LEA 400kV Reșița – Pancevo circ. 1, 2 înainte de finalizarea completă a stației 400kV Reșița;

- Se asigură compensarea scăderii capacității de transfer pe perioada retragerii din exploatare a LEA 220kV Reșița – Timișoara pentru lucrările de trecere la 400kV;
- conduce la îmbunătățirea stabilității tranzitorii a grupurilor din CHE Porțile de Fier 1 și creșterea timpului critic de eliminare a defectelor prin asigurarea condițiilor de funcționare stabilă a grupurilor, la reducerea consumului propriu tehnologic (CPT) în rețeaua electrică de transport la evitarea manevrelor de deconectare/conectare a LEA respectiv reducerea uzurii întreruptoarelor și implicit prelungirea duratei de exploatare a acestora. Toate cele de mai sus vor determina o creștere a siguranței în funcționarea SEN.

Descrierea proiectului:

Pentru realizarea investiției sunt necesare următoarele lucrări: reconfigurarea celulei cupla de transfer CT 400kV; montare cablu de înaltă tensiune 400 kV și cutiile terminale aferente; echipare celulă 400kV pentru bobina de compensare în câmpul 7;

stabilirea lucrărilor complementare de reconfigurare stație 400kV care devin necesare în urma realizării noii celule 400kV BC 100MVAR în stația Porțile de Fier.

LEA 400 kV d.c. Timișoara – Arad

Scopul proiectului:

Realizarea trecerii la 400 kV a arterei de Vest și a noii linii de interconexiune cu Serbia generează o serie de avantaje menționate în Obiectivele specifice, atât pentru funcționarea rețelelor interne de transport din SEN cât și pentru consolidarea interconexiunii cu rețelele ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity):

- securizează alimentarea unei mari zone de consum, de circa 1000 MW;
- întăresc sectorul energetic Banat, contribuind astfel la creșterea stabilității tensiunilor în zonă și în consecință și la reducerea pierderilor de putere și energie;
- conduc la întărirea rețelei în sud-vestul României și deci la creșterea cantității de energie electrică ce se poate tranzita între România și Ungaria, ceea ce generează compensații financiare mai mari;
- îmbunătățesc siguranța în funcționare și cresc calitatea serviciului de transport în ambele sisteme electroenergetice.

Descrierea proiectului:

LEA 400 kV Timișoara – Arad va fi alcătuită din 4 tronsoane și va traversa 12 unități administrativ

teritoriale aparținând județelor Timiș (8 UAT) și Arad (4 UAT). Lungimea totală a LEA va fi de 67,2 km (24,7 km s.c. și 42,5 km d.c.).

Pe teritoriul județului Timiș traseul LEA traversează următoarele unități administrativ teritoriale: municipiul Timișoara; comunele Moșnița Nouă, Ghiroda, Dumbrăvița, Sînandrei, Giarmata, Pișchia și Orțișoara.

Pe teritoriul județului Arad, traseul LEA traversează următoarele unități administrativ teritoriale: municipiul Arad, comunele Șagu, Fântânele și Vladimirescu.

În zona din apropierea municipiului Timișoara (zonele de simplu circuit al LEA 400 kV), unde LEA 400 kV a păstrat traseul actualei LEA 220 kV și s-a limitat culoarul de siguranță și de protecție la 55m, pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență a noii linii cu PUZ-urile de locuințe, au fost prevăzuți în proiect stâlpi de întindere sau stâlpi de susținere echipați cu lanțuri de izolatoare cu ramuri multiple, dimensionați pentru cleme cu reținerea conductoarelor. Toți stâlpii din aceste zone au fost prevăzuți cu prize de legare la pământ pentru zone cu circulație frecventă iar stâlpii de susținere vor fi echipați cu lanțuri duble de susținere cu cleme cu blocarea conductoarelor.

Retehnologizare stația 110 kV Medgidia Sud – furnizare echipamente (2)

Scopul proiectului:

Stația de 110 kV Medgidia Sud are o importanță deosebită atât pentru alimentarea zonei de consum cât și pentru alimentarea serviciilor interne ale CNE Cernavodă și pentru evacuarea puterii CEE. Ieșirea din funcțiune a unor elemente ale stației 110 kV Medgidia Sud poate să conducă la nealimentarea unor zone de consum din județul Constanța sau la oprirea funcționării unor CEE (peste 250 MW). Stația de transformare 110/20 kV Medgidia Sud, pusă în funcțiune în anul 1978, se prezintă într-o stare necorespunzătoare cerințelor de sistem pentru zona deservită, atât ca urmare a performanțelor tehnice ale echipamentelor cât și a uzurii fizice și morale a întregii instalații. Prin urmare, este oportună și necesară retehnologizarea stației electrice de 110/20 kV Medgidia Sud pentru creșterea siguranței în alimentare și pentru îmbunătățirea performanțelor echipamentelor și aparaturii.

Descrierea proiectului:

Modernizarea stației în varianta echipării AIS (air insulated substation) permite retehnologizarea stației de 110 kV etapizat, utilizând metoda „pas cu pas”. Pe măsură ce se dezafectează stația existentă, circuitele se trec pe noua stație, fiind necesare lucrări de provizorat și întreruperea anumitor circuite pe durate

mai îndelungate de timp. Pentru aceste lucrări de provizorat se vor utiliza 3 celule mobile GIS, dintre care 2 puse la dispoziție de Transelectrica și o a treia celulă mobilă GIS care se va procura prin acest proiect.

Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud cuprinde următoarele lucrări:

-montarea de echipamente primare și secundare de nivel tehnologic avansat, cu un raport ridicat performanțe/costuri de achiziție – exploatare – mentenanță și indicatori de fiabilitate adecvați unui înalt grad de siguranță în funcționare;

-realizarea unui sistem de comandă – control – protecție performant, unitar, numeric, integrat, redundant, configurabil de la distanță;

-asigurarea comenzii de la DEN/DET/CT Constanța a noilor instalații.

Construirea unei noi Linii Electrice Aeriene (LEA) de 400 kV simplu circuit (s.c.) Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN (LEA nouă)

Scopul proiectului:

Obiectivul proiectului "Construirea unei noi Linii Electrice Aeriene (LEA) de 400 kV simplu circuit (s.c.) Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN" este realizarea unei noi LEA de 400 kV Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN.

Descrierea proiectului:

LEA 400 kV (simplu circuit) Gădălin - Suceava este necesară și oportună deoarece mărește siguranța în funcționare a SEN, elimină suprasarcinile urmare a apariției unor importante surse de energie electrică în partea de est a Sistemului Energetic Național (SEN), crește flexibilitatea în exploatare și conduce la reducerea pierderilor în SEN.

Instalarea de centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile electrice ale CNTEE 'Transelectrica' – SA (Loturile IV, VI și I)

Scopul proiectului:

Reducerea costurilor de operare ale Transelectrica, prin reducerea costurilor pentru achiziția energiei electrice necesare serviciilor interne din stații.

Creșterea nivelului de siguranță în alimentarea serviciilor interne din stații

Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Creșterea procentului de energie din surse regenerabile produsă la nivel național și implicit european.

Descrierea proiectului:

Realizare proiectare în vederea instalării centralelor electrice fotovoltaice și instalațiilor de stocare a energiei electrice realizate cu echipamente care vor permite producția și stocarea locală a energiei electrice din surse regenerabile, oferind o soluție alternativă, chiar parțială, pentru alimentarea consumatorilor nevitali servicii interne din stațiile electrice ale Transelectrica, pentru reducerea consumului de energie electrică din rețeaua de distribuție. În funcție de spațiul disponibil în stație, se vor realiza astfel de instalații complexe de producere și stocare, încât să se poată alimenta și prin autoproducție, proporții cuprinse între 38,58% și 54,05% din consumul local de servicii interne.

Realizare 2 etape: Etapa I - Studiu de Fezabilitate

Etapa II - Caiet de sarcini pentru realizare lucrare (întocmire documentații pentru obținere CU, avize și acorduri cerute prin CU, PAC, PAF, PTE, As-Built)

Tabel 19: Principalele Proiecte majore cu PIF (final și de etapă) realizate în anul 2025

Nr. crt.	Obiectiv	Valoare
		mil lei
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I Stația 400/220/110 kV Reșița	176,87
2	LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare – RET	50,08
3	Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavoda și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)	21,53
4	Modernizarea sistemului de mesagerie electronică în cadrul CNTEE Transelectrica SA (urmează constituire mijloace fixe)	12,94

Principalele proiecte finalizate în anul 2025

Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I

Stația 400/220/110 kV Reșița - Punere în funcțiune finală realizată în luna aprilie 2025

Scopul proiectului:

Stația Reșița este una dintre cele mai importante stații de transformare de pe axul Banat, ax format din LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, cu stațiile Săcălaz și Calea Aradului racordate intrare-ieșire pe unul dintre circuitele Timișoara-Arad.

Trecerea axului Banat la tensiunea de 400 kV va conduce la întărirea rețelei de interconexiune cu ENTSO-E în zona de sud-vest și vest a României, creând premisele necesare interconexiunii cu Serbia.

Punerea în sarcină a LEA 400 kV Reșița (România) - Pancevo (Serbia) circuitul 1+2 este condiționată de realizarea celulelor LEA 400 kV Pancevo 1 și Pancevo 2 din stația Reșița.

Experiența Transelectrica în exploatarea instalațiilor electrice din stațiile de transformare de pe axul Banat și situația incidentelor înregistrate în aceste stații de transformare în ultimii ani arată că se impune modernizarea nivelelor de tensiune existente și introducerea nivelului de tensiune de 400 kV.

Având în vedere toate acestea, se consideră oportună introducerea tensiunii de 400 kV în stația Reșița și rețehnologizarea stației existente 220/110 kV Reșița pentru aducerea ei la un nivel corespunzător cerințelor actuale de funcționare.

Descrierea proiectului:

Proiectul "Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad. Stația 400/220/110 kV Reșița" are drept scop realizarea stației 400 kV Reșița și rețehnologizarea stației 220/110 kV Reșița.

LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare – RET - Punere în funcțiune finală realizată în luna iunie 2025

Scopul proiectului:

Zona de S-V a SEN se caracterizează printr-un important excedent de energie electrică datorat marilor centrale hidroelectrice amplasate pe Dunăre, respectiv Porțile de Fier I și II + Gogoșu cât și centralelor termoelectrice din bazinul carbonifer Oltenia.

Soluția pentru creșterea nivelului de siguranță în funcționarea rețelelor electrice de transport din zonă cât și pentru scăderea pierderilor tehnologice în rețelele de 110 kV ale SC DFEE Electrica Oltenia SA, este asigurată prin realizarea evacuării puterii din CHE Porțile de Fier II + Gogoșu în rețeaua zonală de 220 kV printr-o stație 220/110 kV amplasată în vecinătatea hidrocentralei.

Ca urmare a analizei de sistem în cadrul lucrării „Studiu privind optimizarea rețelei de transport și distribuție în zona stațiilor Drobeta Tr. Severin, Reșița, Timișoara, Arad, Cetate și Calafat pentru sporirea nivelului de siguranță în funcționarea SEN. Planul de perspectivă al RET. Perioada 2004 – 2008 și orientativ 2014”, s-a propus schimbarea soluției de evacuare în SEN a energiei produse în CHE Porțile de Fier II, prin realizarea unei stații electrice de 220 kV la Ostrovu Mare, racordată printr-o LEA 220 kV dublu circuit la LEA 220 kV Porțile de Fier I – Cetate existentă, pe traseul cel mai scurt (aprox. 30 km), în vecinătatea localității Corlățel.

CN Transelectrica SA a promovat prin „Planul de Perspectivă al RET Perioada 2019 – 2031 și orientativ 2035”, lucrările necesare evacuării puterii din CHE Porțile de Fier II + Gogoșu printr-o stație proprie de 220 kV.

Descrierea proiectului:

Lucrările constau în realizarea stației 220 kV Ostrov 2 x 200 MVA, realizarea racordului intrare/ieșire în LEA 220 kV d.c. PdF I – Cetate/Calafat pentru conectarea acestei noi stații și realizarea extinderii stației 220 kV Cetate (în contextul dezvoltării rețelei electrice de transport din zona de sud vest a Sistemului Energetic Național. Este necesară și extinderea stației 220 kV Cetate – această lucrare este în curs de realizare).

Modernizarea sistemului de mesagerie electronică în cadrul CNTEE Transelectrica SA (urmează constituire mijloace fixe) - Punere în funcțiune finală realizată în luna decembrie 2025

Descrierea proiectului:

Având în vedere importanța operațională a sistemului de mesagerie Transelectrica, cu implicare directă asupra dispecerizării și exploatarei SEN, dar și a complexității platformei, se impune migrarea funcționalităților platformei pe noua infrastructură hardware a Transelectrica având ca obiectiv scăderea timpilor de răspuns, asigurarea cel puțin al aceluiași nivel de stabilitate și un nivel de disponibilitate superior.

Soluția trebuie să permită utilizatorilor să lucreze într-un mod productiv facilitând-le gestiunea unui volum din ce în ce mai mare de date prin intermediul unei multitudini de dispozitive fixe și mobile, asigurând astfel și lucrul mai eficient în echipă. Beneficiind de mecanisme inteligente prin care utilizatorilor le sunt evidențiate informațiile relevante, utilizatorii își pot utiliza timpul mai eficient, fără obstacole de natură tehnologică.

Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavoda și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID) - Pe parcursul anului 2025 au fost realizate PIF de etapă

Scopul proiectului:

Obiectivul principal ce se dorește a fi atins prin achiziția și montarea sistemelor de monitorizare on-line este creșterea siguranței în funcționare a LEA, creștere ce se va realiza prin diagnoza și estimarea on-line a stării tehnice a liniilor electrice aeriene pe baza datelor achiziționate online precum și operaționalizarea conceptului Rating Dinamic - Dynamic Line Rating (DLR). Obiectivul DLR este de a furniza Operatorului de Sistem informații precise și în timp real care să permită o mai buna utilizare a

capacității de transport a LEA și mărirea acesteia funcție de condițiile meteo actuale, reducerea riscului și creșterea fiabilității și eficienței în funcționare a acesteia.

Descrierea proiectului:

Servicii și lucrări generale pentru prezentul proiect: Proiectare (întocmire PTE, as-built); Prestarea serviciilor necesare realizării proiectului: teste FAT, SAT, PIF, instruire personal; Livrare echipamente, în conformitate cu prevederile Caiet de Sarcini și a Specificațiilor tehnice; Montajul sistemelor de monitorizare, racordarea dispozitivelor necesare achiziției de date la LEA specificate, racordarea la platforma cloud a Transelectrica conform soluției informatice ofertată prin interfețe specifice și software adecvat; Integrarea sistemelor de monitorizare în SCADA existentă; Asigurarea mentenanței pe perioada garanției.

Programul de investiții pentru anul 2026

Principalele obiective de investiții majore **ce se au în vedere pentru anul 2026**

Instalarea de centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile electrice ale CNTEE 'Transelectrica' – SA (Loturile II, III și V)

Scopul proiectului:

Reducerea costurilor de operare ale Transelectrica, prin reducerea costurilor pentru achiziția energiei electrice necesare serviciilor interne din stații.

Creșterea nivelului de siguranță în alimentarea serviciilor interne din stații

Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Creșterea procentului de energie din resurse regenerabile produsă la nivel național și implicit european.

Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori

Scopul proiectului:

Dispozitivele moderne de compensare a puterii reactive compensează rapid variațiile de putere reactivă menținând tensiunea nodului la valoarea de consemn. Realizarea unui sistem centralizat de reglaj al tensiunilor și instalarea de mijloace moderne de compensare a puterii reactive conduce la reducerea pierderilor de energie activă rezultate ca urmare a circulațiilor de putere reactivă și la îmbunătățirea

parametrilor calității energiei electrice (armonice de tensiune, THD, factor de putere, etc).

Axul Banat, Etapa III Retehnologizare Stația 110 kV Arad și Stația 400 kV Arad

Scopul proiectului:

Retehnologizarea stației de 110kV Arad și extinderea stației de 400 kV Arad conform proiectului de trecere la 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad.

Retehnologizare stația 400 / 220 110 kV Urechești

Scopul proiectului:

Modernizarea echipamentului energetic primar și secundar va contribui la asigurarea telecomandării întregii stații de la nivelul Centrului de Telecomandare al STT Craiova și al centrelor de dispecer central și teritorial, pentru a răspunde cerințelor actuale de siguranță funcțională și operațională a SEN. Creșterea siguranței în funcționare a SEN conform rezultatelor studiilor de dezvoltare a RET și a studiilor de planificare operațională. De asemenea, întărirea RET din zona de sud - vest a SEN poate conduce la evitarea unor declanșări similare cu cele care au avut loc la evenimentul din data de 08.01.2021; Creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice. Asigurarea unui control adecvat pentru transferul de putere prin rețeaua de 220 kV urmare a intensificării schimburilor transfrontaliere din zona de sud - vest a SEN, urmare a întăririi rețelei electrice de transport din Bulgaria, Serbia și Ungaria; Creșterea capacității de racordare la RET pentru consumatori și producători

noi de energie electrică, în special a surselor regenerabile de energie electrică pentru asigurarea Țintelor de energie verde asumate de către România.

Retehnologizare stația 400 / 220 110 kV Urechești

Scopul proiectului:

Modernizarea echipamentului energetic primar și secundar va contribui la asigurarea telecomandării întregii stații de la nivelul Centrului de Telecomandare al STT Craiova și al centrelor de dispecer central și teritorial, pentru a răspunde cerințelor actuale de siguranță funcțională și operațională a SEN. Creșterea siguranței în funcționare a SEN conform rezultatelor studiilor de dezvoltare a RET și a studiilor de planificare operațională. De asemenea, întărirea RET din zona de sud - vest a SEN poate conduce la evitarea unor declanșări similare cu cele care au avut loc la evenimentul din data de 08.01.2021; Creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice. Asigurarea unui control adecvat pentru transferul de putere prin rețeaua de 220 kV urmare a intensificării schimburilor transfrontaliere din zona de sud - vest a SEN, urmare a întăririi rețelei electrice de transport din Bulgaria, Serbia și Ungaria; Creșterea capacității de racordare la RET pentru consumatori și producători noi de energie electrică, în special a surselor regenerabile de energie electrică pentru asigurarea Țintelor de energie verde asumate de către România.

Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală

Scopul proiectului:

Îmbunătățire siguranță în funcționare a instalațiilor prin acțiuni care vizează: optimizarea schemei electrice primare; modernizarea echipamentului energetic primar și secundar; asigurarea telecomandării întregii stații de la nivelul centrelor de dispecer centrale și teritoriale; creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice; îmbunătățirea serviciilor pentru

utilizatorii rețelei electrice de transport; îmbunătățirea performanței energetice a stației; îmbunătățirea capacităților operaționale necesare implementării standardelor asociate managementului activelor și rețelelor inteligente; îmbunătățirea managementului riscurilor asociate operării și mentenanței stației; reducerea impactului asupra mediului prin utilizarea de echipamente și tehnologii moderne; dezvoltarea competențelor specifice necesare digitalizării proceselor.

Proiectul pilot DigiTEL Green - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului

Scopul proiectului:

Obiectivele generale preconizate a fi atinse sunt:

- ✓ Creșterea siguranței în funcționare a Sistemului Energetic Național;
- ✓ Standardizarea soluțiilor de monitorizare a activelor RET;
- ✓ Asigurarea interoperabilității între nivelul operațional;
- ✓ Implementarea cerințelor standardelor de management al activelor;
- ✓ Creșterea performanței operaționale;
- ✓ Implementarea conceptului de sustenabilitate în domeniul stațiilor electrice*;
- ✓ Implementarea politicilor de mediu agreate la nivelul UE.

Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni

Scopul proiectului:

- ✓ Montarea unei unități suplimentare de transformare AT3 400MVA, 220/110 kV.
- ✓ Implementarea sistemului de analiza a calității energiei electrice realizat în conformitate cu cerințele NTI-urilor Transelectrica în vigoare conform celor stabilite prin expertiza tehnică;
- ✓ Integrarea noilor echipamente în toate sistemele și instalațiile stației Fundeni.

Riscuri și perspective PAI 2026

Riscurile identificate pentru obiectivele de investiții cuprinse în categoria cheltuielilor proprii Companiei care pot afecta realizarea Programul Anual de Investiții pentru anul 2026, sunt după cum urmează:

- Externe: întârzieri în realizarea lucrărilor conform estimărilor prevăzute și termenelor contractuale, cauzate în principal de:

- ✓ situația economică mondială, respectiv războiul din Ucraina și criza energetică;
- ✓ contextul legislativ;
- ✓ situația financiară a unor executanți;

- ✓ întârzieri semnificative în emiterea de HG pentru declanșare proceduri de expropriere / scoatere din fond forestier;
- ✓ numărul redus al firmelor de proiectare/execuție în domeniu, fapt ce conduce la nefinalizarea procedurilor de achiziție publică.

Impactul acestor riscuri ar putea fi de 8% din cheltuielile de investiții proprii Companiei.

- Interne (alte cauze)- cu un impact de 2%.

În condițiile apariției acestor constrângeri, gradul de realizare al Programului de investiții (cheltuieli proprii Companiei) va fi de aproximativ 90%.

În anul 2026 se estimează încheierea a încă 4 contracte de proiectare și execuție lucrări pentru obiective de investiții finanțate prin Fondul pentru modernizare și 3 contracte de proiectare și execuție pentru obiective de investiții finanțate prin PNRR.

9.2. Activitatea privind achizițiile sectoriale

În materia achizițiilor sectoriale în decursul anului 2025 au fost atribuite 709 procese de achiziție compuse din 350 proceduri de achiziție și 359 procese de achiziții directe.

În sinteză, gradul de realizare a proceselor de achiziție (proceduri finalizate cu contracte și proceduri inițiate) în perioada ianuarie - decembrie 2025, este: este 67,53% din punct de vedere valoric și 70,35% din punct de vedere numeric.

În ceea ce privește achizițiile finanțate din fonduri de investiții, la nivel de Companie au fost semnate contracte, a căror valoare totală la semnare este de **1.501 mil lei**.

În plus, au fost inițiate, un număr de 4 proiecte de investiții finanțate din fonduri nerambursabile – unul din Fondul pentru modernizare și trei din PNRR Componenta 16 REPowerEU, însumând o valoare estimată totală de **503,8 mil lei**, a căror finalizare, se preconizează a se va realiza în cursul anului 2026:

- Proiect pilot – rețehnologizare stația 220/ 110 / 20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală
- Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona STT Constanța în stațiile electrice: 400/110/10 kV Constanța Nord, 400 kV Isaccea, 400/220/110/20 Lacu Sărat, 400/110/20 kV Medgidia Sud, 400/110/20 kV Tulcea Vest
- Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona 1 STT București - stațiile electrice: 400/220/110/10 kV București Sud, 220/110/20 kV Fundeni, 400/110/20 kV Domnești, 400/110/20 kV Gura Ialomiței, 220/110/20 kV Ghizdaru

- Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – Stații CEF zona 2 STT București - stațiile electrice: 400/110 kV Pelicanu, 220/110/20 kV Turnu Măgurele, 220/110/20 kV Stâlp, 220/110 kV Teleajen, 220/110/20 kV Târgoviște, 400/220/110 kV Brazi Vest.

Pe parcursul anului 2025 au intervenit măsuri legislative cu impact asupra activității comerciale printre care:

- prelungirea restricțiilor din Ordonanță de Urgență nr. 34/12.05.2023 privind unele măsuri fiscal-bugetare, prorogarea unor termene, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative,
- Ordonanța de Urgență nr. 156/2024 privind unele măsuri fiscal bugetare în domeniul cheltuielilor publice pentru fundamentarea bugetului general consolidat pe anul 2025, pentru modificarea și completarea unor acte normative, precum și pentru prorogarea unor termene,
- Legea nr. 118/1 iulie 2025 privind aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 52/2024 pentru modificarea și abrogarea unor prevederi din acte normative în domeniul achizițiilor publice și achizițiilor sectoriale
- Noile dezvoltări în SEAP pentru AUTORITĂȚI CONTRACTANTE - Formularele prevăzute de Ordinul președintelui ANAP nr. 1170/2021 în procesul de evaluare a ofertelor din cadrul procedurilor de achiziție publică online.

9.3. Fonduri europene

Tabel 20 Proiecte finanțate din fonduri europene

Nr. crt.	Obiectiv	Program finanțare	Status finanțare	Valoare finanțare mil eur
1	LEA 400kv d.c. Medgidia Sud-Constanța Nord	Fond Modernizare	100%	22,99 €
2	LEA 400kv Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN	Fond Modernizare	100%	101,21 €
3	„Axul Banat”, Etapa II LEA 400kv Reșița – Timișoara/ Săcălaz	Fond Modernizare	100%	45,18 €
	„Axul Banat”, Etapa II Retehnologizare stația 110kv Timișoara și trecerea la 400kv	Fond Modernizare	100%	18,43 €
4	„Axul Banat”, Etapa III LEA 400kv Timișoara/Săcălaz - Arad	Fond Modernizare	100%	27,28 €
	„Axul Banat”, Etapa III Retehnologizare stația 110kV Arad și Stația 400 kV Arad	Fond Modernizare	100%	13,41 €
	„Axul Banat”, Etapa III Stația 400 kV Săcălaz	Fond Modernizare	100%	16,82 €
5	LEA 400 kV Brazi Vest -Teleajen – Stâlp (Lotul I)	Fond Modernizare	100%	51,07 €
	Extinderea stației Brazi Vest (inclusiv AT4) (Lotul II)			
	Stația 400 kV Teleajen și retehnologizare stația 110 kV			
6	Proiect pilot - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală	Fond Modernizare	100%	46,96 €
7	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu	Fond Modernizare	100%	52,34 €
8	Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)	Fond Modernizare	100%	10,48 €
9	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro	Fond Modernizare	100%	10,67 €
	Sistem monitorizare calitate energie electrica (PQMS)	Fond Modernizare	100%	7,58 €
10	Proiect pilot DigiTEL Green - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului	Fond Modernizare	100%	48,34 €
11	Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	Fond Modernizare	100%	64,06 €
12	Investiția 5. Eficientizarea, modernizarea și digitalizarea rețelei de transport al energiei electrice, finanțată prin Planul Național de Redresare și Reziliență, aferentă Componentei 16. REPowerEU	PNRR	100%	56,24 €
13	LEA 400kv d.c. Gutinaș – Smârdan*	POIM	60,23%	28,91 €
		PDD	66,88%**	21,00 €

* În aplicarea prevederilor Instrucțiunii MIPE nr.71 din 14.11.2023 privind etapizarea proiectelor finanțate în cadrul Programului Operațional Infrastructură Mare 2014 – 2020, proiectul LEA 400kv d.c. Gutinaș – Smârdan, finanțat inițial prin Contractul de finanțare POIM nr. 276/03.10.2019, a fost etapizat prin contractul de finanțare PDD nr. 146/12.12.2024.

** În aplicarea prevederilor HG nr. 379/2020, care reglementează Metodologia de ajustare a prețurilor în cadrul devizelor generale aferente proiectelor de infrastructură publică finanțate prin POIM 2014-2020, rata de finanțare a proiectului LEA 400kv d.c. Gutinaș – Smârdan a fost majorată de la 60,23% la 66,8856% prin Actul Adițional nr. 4/06.12.2022 la Contractul de finanțare POIM nr. 276/03.10.2019.

Fondul pentru Modernizare

Pentru proiectele 1-11, în conformitate cu prevederile Contractelor de finanțare, au fost elaborate și transmise către Ministerului Energiei rapoarte semestriale de progres pentru semestrul I al anului 2025, precum și alte categorii de informații solicitate de către Minister (raportări aferente procedurilor de achiziții publice etc).

De asemenea, responsabilii Contractelor de finanțare participă, în mod constant, la reuniuni tehnice online cu reprezentanții Ministerului Energiei în scopul monitorizării contractelor finanțate din Fondul pentru Modernizare.

În perioada ianuarie-decembrie 2025 au fost depuse cereri de rambursare în valoare totală de **86,6 mil lei** pentru următoarele proiecte:

- În luna **februarie 2025**, au fost depuse Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare:
 - Pentru proiectul 5. „Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlp”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 2, în valoare de 115.985,00 lei.
 - Pentru proiectul 7. „Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 3, în valoare de 3.262.920,81 lei.
- În luna **martie 2025**, au fost depuse Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare:
 - Pentru proiectul 8. „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 2, în valoare de 4.257.032,03 lei.
 - Pentru proiectul 9. „Digitalizarea RET prin instalarea a 2 sisteme online pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, si pentru Monitorizarea calității energiei electrice”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 5, în valoare de 13.113.897,38 lei.
- În luna **iunie 2025**, au fost depuse Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare:
 - Pentru proiectul 3. „Etapă II "Axul Banat", Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, Retehnologizarea stației 110 /220 kV Timișoara și trecerea la 400 kV”, a fost depusă Cererea de prefinanțare nr. 1, în valoare de 20.659.089,01 lei.
 - Pentru proiectul 8. „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 3, în valoare de 4.139.704,27 lei.
 - Pentru proiectul 10. „Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” a fost depusă Cererea de rambursare nr. 1, în valoare de 1.176.400 lei.
- În luna **august 2025**, au fost depuse Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare:
 - Pentru proiectul 5. „Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlp”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 3, în valoare de 1,977,972.03 lei.
 - Pentru proiectul 7. „Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 4, în valoare de 28,611,229.12 lei.
- În luna **noiembrie 2025**, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 4 aferentă
 - proiectului 8. „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)”, în valoare de 8,131,773.22 lei.
- În luna **decembrie 2025**, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 1 aferentă
 - proiectului 11. „Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit”, în valoare de 569.700,00 lei.

Proiectul 12 - PNRR

Planul REPowerEU - Investiția 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice prin Planul Național de Redresare și Reziliență, Componenta 16. REPowerEU

Investiția are drept obiectiv general accelerarea integrării surselor de energie regenerabilă și creșterea rezilienței SEN/RET (Sistemul Electroenergetic

Național/Rețeaua Electrică de Transport) pentru asigurarea aprovizionării cu energie electrică prin reducerea blocajelor și a disfuncționalităților interne la nivelul RET și întărirea securității cibernetice, prin îmbunătățirea capacității de răspuns la atacurile cibernetice.

În data de 09.04.2024 a fost semnat Contractul de finanțare din Planul Național de Redresare și Reziliență pentru implementarea acestei investiții între C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și Secretariatul General al Guvernului, în calitate de Coordonator de reformă și/sau investiție, în valoare de 56.237.200 euro.

Investiția 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice cuprinde următoarele Subinvestiții:

- Subinvestiția 5a. – Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 29.557.000 euro);
- Subinvestiția 5b. – Retehnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A (alocare 13.791.327 euro);
- Subinvestiția 5c. - Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date – Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 8.440.200 euro).

În perioada ianuarie-decembrie 2025 au fost transmise către Secretariatul General al Guvernului rapoarte săptămânale, bilunare, trimestriale și rapoarte de progres privind stadiul implementării Investiției 5.

Totodată, pentru Subinvestiția 5a. – Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în anul 2025, au fost elaborate, depuse și încasate cereri de transfer, în valoare de 1.152.287,65 lei.

Proiectul 13 - POIM/ PDD

“LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan”

În ceea ce privește Proiectul “LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan” finanțat prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020, Axa prioritară 8 - *Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale, Obiectivul specific 8.1 – Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile, în anul 2025 au fost depuse 2 (două) cereri de rambursare cu o valoare totală*

rambursată de 34.442.727,08 lei către Autoritatea de Management – POIM.



Prin semnarea Contractului de finanțare nr. 146 din 12 decembrie 2024, proiectul Liniei Electrice Aeriene (LEA) 400 kV dublu circuit Gutinaș-Smârdan a intrat în Etapa a II-a de implementare începând cu 1 ianuarie 2025. Această fază este finanțată din Programul de Dezvoltare Durabilă 2021-2027 (cod MySMIS2021+: 326878), beneficiind de o alocație nerambursabilă de 100.339.057,89 lei din Fondul de Coeziune. Etapa inițială, finalizată la 31 decembrie 2024, a fost susținută prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020 (cod MySMIS2014+: 129245), cu o finanțare de 138.136.986,79 lei din Fondul European de Dezvoltare Regională.

Lansarea publică a etapei a doua a fost marcată prin publicarea anunțului în presa națională la 6 martie 2025, urmată de organizarea, în 26 martie 2025, a ședinței oficiale de începere a derulării Contractului de finanțare din fonduri nerambursabile nr. 146/2024.

În luna iunie 2025 a fost încasată valoarea de 7.211.894,87 lei, reprezentând cheltuiala nerambursabilă aferentă Cererii de rambursare nr. 1, finanțată prin programul PDD 2021-2027.

A fost inițiată implementarea Hotărârii de Guvern nr. 174/2025 din 27 februarie 2025, care aprobă scoaterea definitivă din fondul forestier național a 0,1941 ha și ocuparea temporară a 32,6358 ha pentru realizarea LEA 400 kV d.c. Gutinaș-Smârdan, astfel, în perioada iulie-august 2025 Regia Națională a Pădurilor – Romsilva a predat integral suprafețele către CNTEE Transelectrica SA, cu respectarea obligațiilor privind regenerarea și compensațiile silvice. În consecință, antreprenorului i-a fost acordat accesul efectiv pe amplasamente pentru continuarea lucrărilor, conform programului de execuție.

Cererea de rambursare nr. 2 în valoare de 27,230,832.21 lei a fost încasată în luna noiembrie 2025.

În luna decembrie 2025 au fost desfășurate două misiuni de verificare de către reprezentanții Ministerului Investițiilor și Proiectelor Europene, având ca obiect activitățile și cheltuielile angajate în perioada 29.12.2023–31.10.2024, solicitate la rambursare prin Cererile de rambursare nr. 1 și nr. 2, încasate integral pe parcursul anului 2025, după cum urmează:

- *în perioada 10–11.12.2025, a fost efectuată misiunea de verificare tehnică la fața locului, desfășurată atât la sediul societății, cât și pe amplasamentul lucrărilor, prin care au fost confirmate realitatea, eligibilitatea și conformitatea cheltuielilor declarate, precum și respectarea contractului de lucrări și a cerințelor procedurale aplicabile.*
- *în perioada noiembrie–decembrie 2025, a fost realizată misiunea de verificare la distanță a evidenței contabile aferente proiectului, care a confirmat existența unui sistem de contabilitate separat, corecta înregistrare a cheltuielilor aferente cererilor de rambursare și respectarea legislației în vigoare în domeniul contabilității.*

Colaborarea dintre Transelectrica și Universitatea Politehnica din București

Investiția în formarea tinerilor reprezintă un obiectiv de bază pentru Companie.

Transelectrica a participat la procesul de selecție inițiat de Universitatea Politehnica București pentru înființarea și operaționalizarea unui Consorțiu pentru crearea unei rute profesionale complete pentru învățământul tehnic, unde, împreună cu UPB s-a depus cererea de finanțare pentru implementarea proiectului **“Campus Dual Politehnica București”**.

Proiectul se derulează pe o perioadă de 3 ani (termen maxim de implementare: până la data de 30 iunie 2026). Începând cu luna noiembrie 2023 și până în prezent, în cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. se organizează stagii de practică pentru un număr de 5 elevi înscriși în învățământul dual la Colegiul Tehnic de Poștă și Telecomunicații “Gheorghe Airinei”.

În perioada ianuarie-iunie 2025, cei 11 elevi ai Colegiului Tehnic de Poștă și Telecomunicații “Gheorghe Airinei” București, cu care am încheiat contracte individuale de pregătire practică în învățământul dual, au continuat stagiile de practică în cadrul Companiei.



De asemenea, au avut loc întâlniri pentru desemnarea unor specialiști din cadrul Companiei care să fie cadre didactice asociate în cadrul programului de licență dual “Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile”.

În luna mai 2025, a fost aprobat prin hotărâre de guvern programul de masterat dual “Sisteme de energie regenerabilă”, în cadrul Universității Naționale de Știință și Tehnologie Politehnica București. Pentru acest program de masterat, tot în luna mai a avut loc prima sesiune de admitere, iar din comisia de admitere a făcut parte și un reprezentant al Companiei.

În luna iulie 2025 a avut loc a doua sesiune de admitere la programul de masterat dual “Sisteme de energie regenerabilă”, din comisia de admitere făcând parte și un reprezentant al Companiei.

În luna august 2025, a fost aprobat prin hotărâre de guvern programul de licență dual “Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile”, în cadrul Universității Naționale de Știință și Tehnologie Politehnica București. Pentru promovarea și prezentarea acestui program de licență, la începutul lunii septembrie 2025 a avut loc o întâlnire online cu candidații. La această întâlnire a participat și responsabilul de contract de finanțare/acord de parteneriat din cadrul Companiei și a prezentat activitatea Transelectrica și modul în care Compania se va implica în desfășurarea programului de licență.

În perioada octombrie-decembrie 2025, au fost încheiate 35 de contracte individuale de studii și pregătire practică cu studenți de la Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București, astfel: 20 de contracte individuale de studii și pregătire practică în învățământul dual pentru programul de licență „Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile” și 15 contracte individuale de studii și pregătire practică în învățământul dual pentru

programul de masterat „Sisteme de energie regenerabilă”.

Studentii de la programul de masterat dual "Sisteme de energie regenerabilă" au efectuat în lunile noiembrie-decembrie 2025 cinci săptămâni de practică în cadrul DEN și la Sucursala București.

A fost încheiat Actul Adițional nr. 3 la Contractul de parteneriat pentru constituirea consorțiului pentru învățământ dual integrat Centrul de expertiză în regiunea București-Ilfov, prin care au fost integrați în Consorțiu noi parteneri.

În legătură cu **elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea pe parcursul anului 2025**, se pot menționa:

- Volatilitatea pieței construcțiilor și a materialelor din domeniul energetic, precum și actualul context geopolitic au determinat o creștere spectaculoasă a prețurilor și implicit a bugetelor și devizelor proiectelor de investiții finanțate din fonduri europene nerambursabile, cu impact asupra valorii contribuției Companiei la finanțarea proiectelor.
- Întârzieri mari înregistrate în avizarea de către instituțiile abilitate a proiectelor de acte normative care reglementează transferul dreptului de administrare, în numele statului român, asupra unor terenuri aflate pe culoarul liniilor electrice aeriene pe care le construiește C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., fapt care a indus întârzieri în asigurarea de către companie, a accesului antreprenorilor la aceste terenuri, având ca efect înregistrarea unor mari întârzieri în implementarea proiectelor și respectarea termenelor de punere în funcțiune a proiectelor de investiții linii electrice aeriene, având, la rândul său ca efect, unele întârzieri în respectarea graficului de rambursare a sumelor eligibile pentru proiectele cu finanțare nerambursabilă. Ca o consecință a acestui fapt, Transelectrica a trebuit să ia în considerare riscul

de a nu putea beneficia în totalitate de fondurile nerambursabile europene care i-au fost alocate, cu efect negativ și asupra ratei de absorbție de fonduri europene a României.

Evenimente

- În luna august 2025 au fost depuse aplicații în vederea obținerii finanțării prin Fondul pentru Modernizare pentru următoarele investiții:
- Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines;
- Creșterea calității reglajului de tensiune în stația Gutinaș.
- În luna octombrie 2025, cele două investiții au fost confirmate în cadrul celei de-a doua sesiuni a Comitetului de Investiții al Fondului pentru Modernizare ca investiții prioritare.

Perspective 2025

- Abordarea oportunităților de finanțare nerambursabilă vizează două paliere
 - *procesul de monitorizare a oportunităților de finanțare nerambursabilă lansate de autoritățile finanțatoare de la nivel național și european, care se desfășoară în mod constant,*
 - *identificarea oportunităților de finanțare care se realizează corelat cu prioritățile de dezvoltare ale Companiei, precum și cu nevoile identificate în ceea ce privește susținerea implementării acestora.*
- Continuarea unei bune colaborări inter-instituționale, cu Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, Ministerul Energiei, Ministerul Economiei, Secretariatul General al Guvernului și celelalte entități guvernamentale, pentru asigurarea cadrului legal necesar implementării proiectelor de interes comun și de importanță națională pe care le implementează Compania.

9.4. Calitatea serviciilor de transport și de sistem furnizate

Conform Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice – aprobat prin ordinul ANRE 12/2016, indicatorii de performanță reprezentativi pentru gestionarea și

exploatarea RET precum și pentru continuitatea serviciului de transport sunt:



- energia electrică transportată (GWh) și coeficientul procentual al pierderilor de energie în rețeaua electrică de transport – valori prezentate în secțiunea corespunzătoare CPT (Date operaționale);
- indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor, determinată de evenimentele programate sau neprogramate (accidentale), raportată la km pentru linii (INDLIN), sau MVA pentru transformatoare și autotransformatoare (INDTRA);

Tabel 21: Indicatori pentru activitatea de gestionare/ exploatare RET

Indicator	2025	2024	2023
INDLIN (ore/ an)			
Totală	185,73	221,88	243,11
· Neprogramată (accidentală)	5,27	9,03	12,58
· Programată	180,46	212,85	230,53
INDTRA (ore/ an)			
Totală	147,73	106,86	75,17
· Neprogramată (accidentală)	12,87	15,15	1,48
· Programată	134,86	91,71	73,69

În perioada ianuarie-decembrie 2025 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 185,73 ore/interval, cu 16% mai mică decât cea înregistrată în aceeași perioadă din 2024 (221,88 ore/interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a instalațiilor în 2025 față de 2024 este:

- ✓ ▼ **3,8 ore/interval– neprogramată**
- ✓ ▼ **32 ore/interval – programată**

Se constată că în decursul anului 2025, a scăzut indisponibilitatea programată, cât și indisponibilitatea neprogramată.

Scăderea indisponibilității neprogramate are drept cauză impactul diminuat pe care incidentele cu declanșare (cauzate în special de condițiile meteorologice nefavorabile) l-au avut asupra perioadei de indisponibilizare a LEA.

Scăderea indisponibilității programate a rezultat pe fondul realizării unor lucrări de mentenanță fără retragerea din exploatare a LEA (de ex. toaletare vegetație) sau cu durate de retragere din exploatare mai mici.

În ianuarie-decembrie 2025 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDTRA în valoare de 147,73 ore/interval cu 38% mai mare față de cea înregistrată în aceeași perioadă a anului trecut (106,86 ore/interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a transformatoarelor în 2025 față de 2024 este:

- ✓ ▼ **2,3 ore/interval – neprogramată**
- ✓ ▲ **43 ore/interval – programată**

Scăderea indisponibilității neprogramate la unitatile de transformare, se datorează în special înlocuirii acestora în cadrul programelor de investiții (proiecte

dedicate sau re tehnologizări de stații), respectiv mai puține incidente.

Creșterea indisponibilității programate a rezultat pe fondul realizării mai multor lucrări de mentenanță cu retrageri programate din exploatare (de ex. RT) necesare la unitățile de transformare.

- energia nelivrată consumatorilor - ENS (en. „Energy Not Supplied”), din cauza întreruperilor și timpul mediu de întrerupere – AIT (en. „Average Interruption Time”) care reprezintă perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică.

Tabel 22: Indicatori de continuitate a serviciului de transport

Indicator	2025	2024	2023
ENS în urma incidentelor produse în RET [MWh]	66,77	83,80	37,13
ENC în urma incidentelor produse în RET [MWh]	7,77	39,10	10.154,90
AIT-ENS (min/an)	0,57	0,78	0,34
AIT-ENC (min/an)	0,07	0,36	93,30

Continuitatea în funcționare reprezintă unul dintre parametrii calității serviciilor de transport și de sistem. Evaluarea nivelului de siguranță în asigurarea serviciului oferit într-un anumit punct al RET, în condiții normale de funcționare, este o premisă importantă pentru asigurarea de către Companie a serviciului de transport performant și pentru buna funcționare a pieței de energie electrică.

În anul 2025 valoarea totală TMI (AIT-ENS) a fost de 0,57 min, mai mică decât valoarea AIT-ENS înregistrată în aceeași perioadă a anului 2024, care a fost de 0,76 min.

În ianuarie-decembrie 2025 s-a înregistrat o cantitate de energie nelivrată consumatorilor (ENS) de 66,77 MWh, mai mică cu 20% față de cantitatea de energie

nelivrată consumatorilor înregistrată în aceeași perioadă a anului 2024 (83,80 MWh).

În anul 2025 AIT-ENC, perioada medie echivalentă în timp, în care a fost blocată energia în centralele producătorilor, a înregistrat 0,07 min în timp ce în anul 2024 a fost 0,36 min.

Măsurile prevăzute de Companie pentru îmbunătățirea indicatorilor ENS și AIT, conform planului de Dezvoltare a RET perioada 2022-2031, sunt:

- ✓ Reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările meteo – climatice.
 - revizii normative,
 - analiza prin programe de calcul moderne a capacității structurale a liniilor electrice aeriene din RET în scopul îmbunătățirii capacității de funcționare a SEN în condiții de siguranță și stabilitate.

Verificările constau în analiza cu programe de calcul, aliniate la cele mai moderne concepte de proiectare.

Astfel, programul de calcul permite o modelare 3-D a întregii structuri LEA, incluzând și elementele ce țin

de topografia terenului și oferă întreaga gama de funcții necesare verificării și analizei unei linii electrice aeriene, precum:

- analiza structurală a tuturor elementelor liniei (stâlpi, lanțuri de izolatoare, conductoare);
- simulări privind comportarea liniei electrice aeriene în diferite scenarii (condiții meteo deosebite, suprasolicitari mecanice sau electrice, etc.);
- stabilirea măsurilor preventive necesare pentru creșterea siguranței în exploatare;
- upgrade-ul și adaptarea liniilor electrice aeriene existente la noile condiții (meteo, încărcări);
- calcule de câmp electric și magnetic;
- calcule privind capacitatea de transport a LEA.
- ✓ Înlocuirea în cadrul programului de mentenanță și investiții a echipamentelor uzate cu echipamente performante).
- disponibilitatea datelor din Sistem de teleconținut a energiei electrice pe piața angro și Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice: 100%.

9.5. Mentenanță

Activitatea de mentenanță RET se conformează *Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM)* elaborat pe baza Regulamentului de conducere și organizare a activității de mentenanță aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) nr. 96/2017, cu modificările și completările ulterioare, (care a abrogat Ordinul nr.35/2002), pentru aprobarea Regulamentului de organizare a activității de mentenanță, Norma tehnică internă Transelectrica - *Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET* - având indicativul NTI-TEL-R-001-2007 și *Programelor anuale de mentenanță RET (PM RET)*.

PAM realizează *reglementarea activității, introducerea concepției moderne de optimizare și desfășurare a activității* și se aplică tuturor componentelor activității de mentenanță (tehnice, economico-financiare, relaționale, organizatorice) efectuate asupra tuturor activelor din cadrul RET. De asemenea PAM înglobează și menține - asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea, actualizarea documentelor privitoare la mentenanță, în funcție de necesități - *toată documentația referitoare la activitatea de mentenanță*.

NTI-TEL-R-001-2007 prevede ca lucrările/ serviciile de mentenanță să se efectueze numai la *momentele oportune, în cantitatea și calitatea necesare*, în așa fel

încât să fie atinse obiectivele strategice enunțate în strategia de mentenanță a RET (suport pentru îndeplinirea Obiectivelor Companiei):

- **OS1:** Asigurarea disponibilității (ridicate) a activelor din RET;
- OS2: Creșterea flexibilității în funcționarea SEN;
- OS3: Optimizarea stabilirii bugetelor de mentenanță în vederea recunoașterii cheltuielilor respective de către reglementator;
- OS4: Stabilirea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanței și consolidarea competențelor tehnice (consolidarea culturii organizaționale în activitatea de mentenanță).

Regulamentul prevede categorii (preventivă, corectivă) și niveluri de mentenanță (minoră, majoră) de mentenanță, principii de fundamentare și planificare, operații generale orientative, periodicități, etc. și stă la baza elaborării programelor anuale (valorice și fizice) de mentenanță RET.

Programele de mentenanță anuale sunt fundamentate pe baza *Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET* și concretizează principiile activității de mentenanță în lucrări și servicii de mentenanță asigurând totodată resursele financiare necesare.

Categoriile, nivelurile și tipurile de mentenanță practicate în Transelectrica; modul de alegere a tipurilor de mentenanță

Categorii de mentenanță

În Transelectrica, asupra instalațiilor electrice se efectuează, după caz, următoarele servicii/lucrări de mentenanță:

- preventivă – profilactică, pentru prevenirea defectelor, respectiv pentru reducerea probabilității de defectare sau de degradare;
- corectivă – după detectarea defectării, incluzând toate acțiunile destinate repunerii unei instalații în starea care-i permite să-și îndeplinească funcția specificată.

Nivelurile și tipurile acțiunilor de mentenanță

Lucrările/serviciile de mentenanță se încadrează conform „Regulamentului de conducere și organizare a activității de mentenanță”, respectiv PAM, pe 4 niveluri (nivelul 1 - 4) care reprezintă gradul de complexitate al conținutului serviciilor/lucrărilor, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru prestatori/executanți etc.

Nivelurile 1 și 2 reprezintă servicii/lucrări încadrate în categoria de *mentenanță minoră* - de regulă supraveghere, control vizual, inspecții și revizii, iar nivelurile 3 și 4, lucrări de *mentenanță majoră* - de regulă reparații.

Mentenanța preventivă

Principiul de bază în efectuarea mentenanței preventive este acela conform căruia orice acțiune de mentenanță preventivă trebuie să aibă ca efect prevenirea unor indisponibilități accidentale.

Tipurile de servicii/lucrări de mentenanță preventivă (planificată) se încadrează pe niveluri astfel:

- nivelul 1 – supraveghere, control periodic, monitorizare, probe funcționale;
- nivelul 2 – lucrări de revizii tehnice – RT;
- nivelul 3 – lucrări de reparații curente – RC;
- nivelul 4 – lucrări de reparații capitale – RK.

Un tip aparte de mentenanță îl constituie *reabilitarea*, definită conform Ordin 96/2017 al ANRE, ca ansamblu de lucrări de *mentenanță complexe* prin care, fără modificarea tehnologiei inițiale, se restabilește starea tehnică și de eficiență a instalațiilor la un nivel apropiat de cel avut la începutul duratei de viață. În cadrul RET sunt avute în vedere acțiuni de reabilitare a stațiilor electrice cu înlocuiri de echipamente și la LEA prin înlocuiri de elemente pentru îmbunătățirea fiabilității.



Mentenanța corectivă

Serviciile/lucrările de mentenanță **corectivă** se încadrează pe două niveluri, în cadrul mentenanței minore (acțiuni de control, inspecții, verificări, măsurători, revizii în urma constatării unor evenimente accidentale – defecțiuni tehnice și incidente) și al mentenanței majore (reparații și înlocuiri de echipamente ca urmare a unor evenimente accidentale de tip incidente cu deteriorări grave de echipamente).

Acțiunile de mentenanță corectivă (serviciile/lucrările accidentale) se execută la toate instalațiile în regim de urgență și în conformitate cu obligațiile executantului/prestatorului de lucrări/servicii de mentenanță asumate prin contract.

În cadrul RET se utilizează o combinație a celor două tipuri de mentenanță prezentate, respectiv:

- **Serviciile/lucrările de nivelul 1 și 2 constituie acțiuni de mentenanță preventivă minoră (MPm)** și, în funcție de categoria, tensiunea și de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale ansamblurilor funcționale și componentelor acestora, se planifică pe bază de timp - prin planificare la intervale predeterminate de timp bazate pe experiența de exploatare, ținând cont și de importanța acestora în cadrul RET, **putând fi ajustată (particularizată) în funcție de stare și de importanța activului;**
- **Lucrările de nivelul 3 și 4 constituie acțiuni de mentenanță preventivă majoră (MPM)** și sunt bazate pe stare, în funcție de condiția tehnică a instalațiilor, determinată prin diferite procedee.

În anumite condiții – de exemplu, atunci când factorii de degradare sunt cunoscuți, există infrastructura tehnică și proceduri de lucru bine definite – operatorii de transport își pot adapta strategia de mentenanță, utilizând o combinație a următoarelor metode pentru a

crește eficiența decizională și a reduce riscurile operaționale:

1. mentenanță bazată pe timp
2. mentenanță predictivă
3. mentenanță bazată pe condiția/starea tehnică
4. mentenanță bazată pe fiabilitate
5. mentenanță bazată pe risc (MBR)

Dintre metodele de mai sus o importanță deosebită o are aplicarea mentenanței bazate pe condiție/stare tehnică (MBC). Aceasta implică evaluarea stării tehnice a componentelor, pe baza unei monitorizări, proces esențial pentru identificarea celor critice în vederea menținerii fiabilității sistemului electroenergetic. Calcularea indicilor de stare tehnică permite anticiparea defectelor și intervenția eficientă, prevenind apariția unor indisponibilități majore. Pe baza acestor indicatori de stare și a analizei riscurilor asociate fiecărui activ – ținând cont de importanța strategică a fiecărui activ în rețea – conducerea CNTEE Transelectrica SA poate fundamenta deciziile privind alocarea resurselor financiare, fie pentru acțiuni de mentenanță, fie pentru înlocuirea activelor.

La realizarea programelor anuale de mentenanță RET se acordă prioritate lucrărilor/serviciilor care conduc la mărirea gradului de siguranță în exploatare a instalațiilor, finalizării lucrărilor/serviciilor contractate și a celor care contribuie la buna funcționare a instalațiilor. De asemenea trebuie avută în vedere și perspectiva implementării programului de telecomandă și supraveghere a instalațiilor electrice, care necesită reabilitarea echipamentelor electrice, ceea ce va conduce în viitor la reducerea cheltuielilor de personal și exploatare.

Pentru anul 2025, au fost efectuate cheltuieli cu mentenanța RET în valoare de 153 mil lei.

Tabel 23: Tipuri de mentenanță a RET (mil lei)

Mentenanță	Buget 2025	Realizări 2025
Tarif de transport		
Preventivă minoră	61,3	60,68
Corectivă minoră (inclusiv echip/materiale)	42,08	38,73
Preventivă majoră	24,45	23,73
Total tarif transport	127,82	123,14
Alocare capacitate interconexiune		
Majoră	16,10	15,85
Minoră (inclusiv echip/materiale)	14,52	14,31
Total alocare capacitate interconexiune	30,62	30,16
Total	158,43	153,30

Programul de mentenanță RET pentru anul 2026 și estimarea perioada 2027-2028

Programul de Mentenanță RET pentru anul 2026 cuprinde managementul activității de exploatare a instalațiilor electrice și al mentenanței activelor corporale imobilizate de natura instalațiilor electrice și clădirilor tehnologice (cu excepția celor IT și Tc, sistemelor de teleconținut și ale sistemelor integrate de securitate) care formează rețeaua electrică de transport (RET), în condițiile minimizării costurilor, utilizării optime și creșterii performanțelor acestora, servicii/ lucrări de mentenanță preventivă, corectivă și bazată pe fiabilitate, servicii/ lucrări de proiectare și servicii/ lucrări în curs de realizare și a fost structurat pe programe și proiecte în funcție de tipul instalațiilor, astfel:

- servicii/lucrări la stații electrice și transformatoare de putere;
- servicii/lucrări la Linii Electrice Aeriene, construcții și alte instalații tehnologice;
- servicii/lucrări specifice mentenanței echipamentelor de măsurare a energiei electrice (realizare sau remediere circuite de alimentare, comunicații, reparații echipamente de măsurare și monitorizare a calității energiei electrice etc).

Principala preocupare în realizarea programelor de mentenanță RET a fost și este asigurarea siguranței în funcționarea SEN prin:

- asigurarea mentenanței preventive și corective: (i) mentenanța minoră în baza contractului de lucrări și servicii strategice; (ii) mentenanța majoră pe proiecte (unitățile de transformare de mare putere, LEA, stații și construcții și alte instalații tehnologice) în baza contractelor încheiate cu entități specializate;
- utilizarea de aplicații informatice/baze de date în activitatea de exploatare și mentenanță;
- optimizarea costurilor, reducerea timpilor de remediere și a duratei de indisponibilității a instalațiilor prin încheierea acordului cadru pentru furnizarea echipamentelor primare de medie și înalta tensiune;
- optimizarea costurilor mentenanței LEA prin efectuarea inspecțiilor multispectrale (în spectrele vizibil, infraroșu și ultraviolet), și realizarea lucrărilor de remediere a neconformităților.

Față de anii anteriori, modalitatea de acoperire a costurilor de mentenanță RET prognozate pentru anii următori începând cu anul 2025, se va face și din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Prin urmare și în anul 2026 cheltuielile de mentenanță se vor detalia, pe lângă componenta aferentă costurilor din tariful de transport, și pe componenta

reprezentată de veniturile obținute prin alocarea de capacități de interconexiune transfrontalieră.

În acest sens, ANRE a emis Decizia nr. 2606/11.12.2025, prin care se aprobă cheltuieli de mentenanță RET din alocarea de capacități de interconexiune transfrontalieră, în valoare de 26.931.477 lei, respectiv 23.138.864 lei pentru proiectele de mentenanță majoră și 3.792.613 lei pentru mentenanță minoră. Pentru anul 2026, lista elementelor de rețea care au o contribuție semnificativă la capacitatea de interconexiune cuprinde un număr de 52 elemente RET din care 48 LEA (cca.20% din numărul total al LEA din care este alcătuită RET).

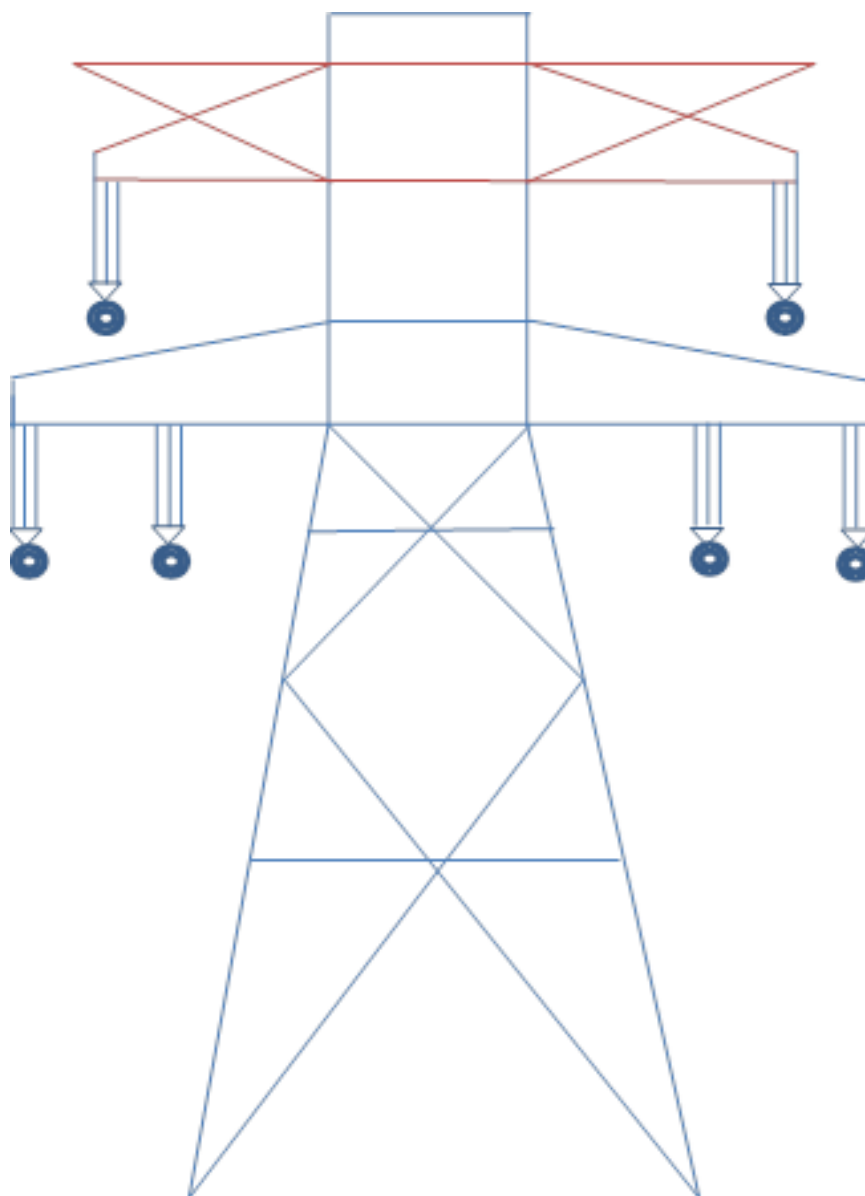
Pentru anii 2027 și 2028, la estimarea valorilor Programelor de mentenanță RET s-a ținut seama, în principal, de:

- continuarea lucrărilor de mentenanță majoră aflate în derulare (în special lucrările de mentenanță majoră a LEA);

- solicitările de lucrări transmise de Sucursalele Teritoriale de Transport, coroborate cu prevederile *Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET*.

În perspectivă se are în vedere eficientizarea activității de mentenanță RET prin:

- accentuarea operațiilor de mentenanță preventivă pentru a se reduce mentenanța corectivă;
- continuarea programului de inspecție multispectrală a LEA;
- utilizarea metodelor non-invazive pentru constatarea stării tehnice a instalațiilor electrice;
- achiziția contractului sectorial pentru furnizarea de echipamente primare de medie și înalta tensiune/întrerupătoare și punerea acestora la dispoziție pentru montare în instalațiile Companiei.



10. Proiecte europene, platforme, afilieri

10.1. Proiecte europene

Compania a fost selectată de Comisia Europeană pentru a face parte din echipele de specialiști ale mai multor proiecte europene, unele dintre ele fiind integral finanțate din fonduri structurale.

Mai jos vă prezentăm pe scurt câteva dintre aceste proiecte:

Proiectele regionale de cuplare piețe de energie electrică și alocare implicită a capacității de transport transfrontaliere

Provocările cu care se confruntă Europa în domeniul energiei includ aspecte cum ar fi creșterea dependenței de importuri, diversificarea limitată, nivelul ridicat și volatilitatea prețurilor la energie, creșterea cererii de energie la nivel global, riscurile de securitate care afectează țările producătoare și pe cele de tranzit, amenințările din ce în ce mai mari provocate de schimbările climatice, progresul lent în ceea ce privește eficiența energetică, provocările care decurg din ponderea tot mai mare a energiei regenerabile, precum și nevoia de o mai mare transparență, de o mai bună integrare și interconectare pe piețele de energie.

Pentru a face față acestor probleme, Europa are nevoie de o strategie clară în domeniul energiei, strategie care să aibă în centrul său un ansamblu de măsuri, menite să asigure implementarea unei piețe energetice integrate și realizarea celor 3 obiective principale:

- securitatea aprovizionării
- competitivitate
- durabilitate

Sunt vizate finalizarea integrării pieței energetice pan-europene, consolidarea coordonării politicilor naționale, eliminarea barierelor de piață și a izolării energetice, scăderea prețului la energie pentru consumatori, modernizarea infrastructurii și atragerea investițiilor în sectorul energetic cu accent pe tehnologiile inovative și capacitățile de producție a energiei verzi.

Realizarea unei piețe pan-europene a energiei pe deplin funcțională este crucială pentru îndeplinirea obiectivelor de menținere a securității aprovizionării cu energie, de creștere a competitivității și de asigurare a faptului că toți consumatorii europeni pot achiziționa energie la prețuri accesibile.

Securitatea aprovizionării cu energie reprezintă un element esențial al siguranței publice și este, prin

urmare, indisolubil legată de funcționarea eficientă a pieței interne a energiei electrice și de integrarea piețelor izolate ale energiei electrice din statele membre ale Uniunii Europene.

Modelul țintă al Pieței interne pan-europene de energie electrică pentru orizontul ziuă următoare prevede cuplarea acestor piețe prin preț, pe baza unei soluții unice europene de cuplare (mecanismul PCR - Price Coupling of Regions), cu alocare implicită a capacităților de interconexiune și cu calculul capacităților de interconexiune pe bază de circulații de puteri (metoda Flow-Based - FB).

Pentru a realiza o piață a energiei electrice cu adevărat integrată, trebuie continuată armonizarea normelor actuale privind alocarea capacităților, gestionarea congestiilor și comerțul cu energie electrică.

În acest context, a fost elaborat și aprobat *Regulamentul 1222/2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor*, document care stabilește norme minime armonizate în vederea cuplării unice a piețelor pentru ziuă următoare și a piețelor intrazilnice, la nivel pan-european, permițând utilizarea mai eficientă a rețelei și creșterea concurenței, în beneficiul consumatorilor.

În prezent, la nivel european se desfășoară mai multe inițiative care vizează realizarea cuplării piețelor naționale/regionale, pe segmentele de timp zilnic și intra-zilnic, într-o piață unică europeană de energie electrică și implementarea mecanismelor de alocare implicită a capacității de transport transfrontaliere cu aplicarea metodelor de calcul de capacitate pe bază de fluxuri de puteri sau ATC (available transmission capacity).

În data de 15 noiembrie 2016, la nivel guvernamental, a fost semnat Memorandumul privind Participarea României la proiectele de cuplare a piețelor de energie electrică, pe orizonturile de timp ziuă-următoare și intra-zilnic, în curs de dezvoltare la nivel european, în cadrul procesului de implementare a pieței europene de energie.

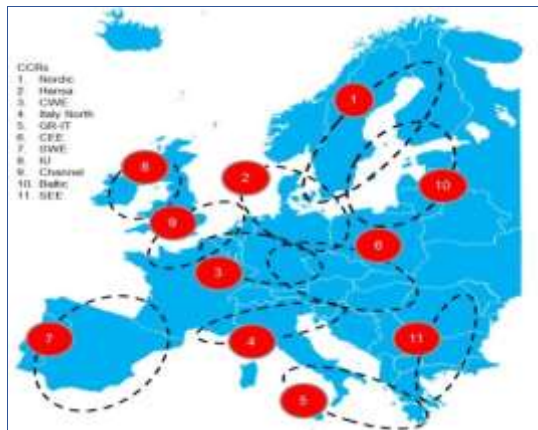
În conformitate cu Articolul 2 din *Regulamentul 1222/2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor* (Definiții), aceste regiuni sunt definite ca „Regiuni de calcul al capacităților (RCC)”, însemnând „zona geografică în care se aplică calculul coordonat al capacităților”. Prin urmare, o RCC trebuie să includă

un set de granițe ale zonei de ofertare pentru care calculul capacităților va fi coordonat de OTS în conformitate cu Regulamentul amintit.

Propunerea privind configurația regiunilor de calcul a capacității de transport transfrontaliere (RCC) pentru toate granițele sistemului european de transport a energiei electrice, reprezintă o abordare pan-europeană dinamică și pragmatică cu perspectivă pe termen scurt și mediu, care susține coordonarea peste granițele zonelor de licitație unde s-a constatat cea mai mare interdependență.

RCC propuse, de către Operatorii de Transport și de Sistem europeni din cadrul ENTSO-E, și aprobate de către toți reglementatorii din domeniu, la nivelul ACER, servesc la asigurarea unei utilizări optime a infrastructurii de transport europene. În cadrul RCC definite, interdependențele dintre capacitățile trans-zonale pot fi modelate cu maximă precizie și eficiență iar pe piață poate fi oferit nivelul optim al acestei capacități trans-zonale. RCC servesc obiectivul optimizării calculului și alocării capacității trans-zonale conform art. 3(d) din *Regulamentul 1222/2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor*, deoarece RCC instituie coordonarea în interiorul RCC și între RCC-uri.

Figura 26: Configurația celor 11 RCC propuse de ENTSO-E



Prin Decizia ACER nr.6/2016 a fost aprobată propunerea tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem pentru definirea regiunilor de calcul al capacităților. Transelectrica este membră a regiunii de calcul al capacităților CORE prin granița RO-HU și respectiv a regiunii de calcul al capacităților din Sud Estul Europei (SEE) prin granița RO-BG.

În cadrul procesului de stabilire a metodologiilor de calcul de capacitate și a dezvoltărilor ulterioare în cadrul proiectului de cuplare piețe și alocare implicită de capacitate, Compania este membră în structurile de conducere și de lucru ale proiectelor asociate.

În data de 16 august 2016 Transelectrica împreună cu cei 15 Operatori ai statelor membre ale regiunii CORE au semnat un acord de cooperare (CEWE CoA), prin care își exprimă angajamentul de a coopera în vederea dezvoltării unei metodologii comune de calcul a capacității de interconexiune și o viitoare bază a implementării cerințelor tuturor codurilor de rețea în această cea mai importantă regiune definită în Europa.

Transelectrica a semnat Accession Agreement, în data de 31 august 2016, prin care România a devenit parte a proiectului de cuplare piețe din regiunea central-est europeană NWE-CEE FB MC.

În cadrul RCC SEE soluția în ceea ce privește guvernanta regională a fost identificată în comun cu OTS din regiune (Romania, Bulgaria, Grecia). În luna iulie 2019 cei trei OTS din regiune au semnat un memorandum de înțelegere pentru stabilirea modului de organizare la nivelul regiunii în vederea îndeplinirii cerințelor regulamentelor europene.

Setul de reglementări din noul pachet legislativ în domeniul energiei, este, poate, cel mai complex de până acum și conține trei Comunicări privind Energia curată pentru toți Europeii, Accelerarea Inovării în Domeniul Energiilor Curate, o Strategie Europeană în Domeniul Sistemelor de Transport Inteligente. Suplimentar, pachetul include două propuneri de revizuire a Regulamentelor privind Piața Internă a Energiei Electrice și Funcționarea Agenției Europene a Reglementatorilor în Domeniul Energiei ACER, patru propuneri de revizuire a Directivelor privind Energiile Regenerabile, Eficiența Energetică, Regulile Comune privind funcționarea Pieței Interne de Energie Electrică și Performanța Energetică a Clădirilor.

În prezent, la nivel european se desfășoară mai multe inițiative care vizează implementarea celor opt Coduri europene de rețea, adoptate de Comisia Europeană și Parlamentul European în cadrul unui proces de comitologie, documente cu caracter de Regulament european (legislație direct aplicabilă la nivelul țărilor din Uniunea Europeană), care reglementează aspecte ale funcționării sistemelor electroenergetice interconectate sincron, la nivel pan-european, și ale armonizării și integrării piețelor naționale de energie electrică în piața unică europeană de energie.

Una dintre principalele obligații rezultate din conținutul Regulamentului Uniunii Europene nr. 1222/2015 (CACM), conform capitolului 5 – „*Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare*”, respectiv capitolului 6 – „*Cuplarea unică a piețelor intrazilnice*” este acela de unificare a piețelor de energie pe termen scurt (zilnice și intrazilnice), obligații ce trebuie îndeplinite de către OPEED – „*Operatorii de Energie Electrică Desemnați*”

și OTS – „Operatorii de Transport și Sistem” din Europa.

La momentul de față, în ceea ce privește cuplarea piețelor de energie electrică din România (zilnică și intrazilnică), există următoarele proiecte în derulare:

- Proiectul XBID de cuplare a piețelor intrazilnice de energie electrică din Uniunea Europeană. Proiectul prevede cuplarea pieței intrazilnice de energie electrică din România. Cuplarea s-a realizat pe granițele România - Ungaria și România – Bulgaria în data de 19 noiembrie 2019.
- În data de 27 octombrie 2021 a fost realizată și integrarea graniței Bulgaria-România în cuplarea unica a piețelor pentru ziua următoare (SDAC - Single Day-Ahead Coupling).
- În data de 8 iunie 2022 a avut loc punerea în funcțiune a Proiectului Core Flow-Based Market Coupling (Core FB MC) de cuplare a piețelor zilnice de energie electrică din RCC Core, fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul al capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).
- În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria).
În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr.01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – “IDA” care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței.

În luna August 2025 a fost integrat cu succes și al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

În paralel, în domeniul energiei electrice, la nivelul Operatorilor de Transport și Sistem se desfășoară o

serie de proiecte care investighează o serie de aspecte specifice din domeniul cercetării, dezvoltării, inovației sau al provocărilor legate de implementarea noului pachet legislativ: Clean Energy Package.

Programul Horizon 2020, este unul dintre cele mai importante programe de cercetare și inovație finanțate de către Comisia Europeană, cu un buget de aproximativ 80 miliarde Euro, fonduri ce au fost distribuite pe o perioadă de 7 ani (2014-2020).



În cadrul acestui program, în cadrul pilonului LCE – 04- 2017 “*Demonstration of system integration with smart transmission grid and storage technologies with increasing share of renewable*” sunt alocate fonduri pentru susținerea activității de transport energie electrică, respectiv:

- proiectele se adresează Operatorilor de Transport și de Sistem din cadrul ENTSO-E;
- proiectele trebuie să demonstreze o combinație din cel puțin două aspecte din următoarele:
 - ✓ tehnologii de transport energie electrică și managementul surselor de producție la o scală mare, în contextul creșterii ponderii surselor de energie regenerabilă;
 - ✓ capacitate de stocare la scală mare pentru rețelele de transport incluzând diferite tehnologii de stocare care să fie administrate centralizat;
 - ✓ tehnologii de comunicații, instrumente de control în timp real, pentru a crește flexibilitatea în operarea rețelor de transport, pentru integrarea facilităților de stocare, mecanisme de cerere - răspuns și interfețe cu operatorii de rețelele de distribuție energie electrică;
- noi perspective privind piețele angro de energie electrică, facilitând participarea surselor de energie regenerabilă, participare activă ca agregatori de date în vederea reducerii costurilor cu operarea rețelor;

- propunerile de proiecte vor include analize ale cadrului de reglementare existent, coduri și standarde aplicabile, analiza modelelor de afacere și a arhitecturii pan-Europene de piață de energie;
- proiectele vor susține programul Horizon 2020 în contextul smart grid și al promovării stocării.

În ceea ce privește piața de energie electrică, principalele obiective rezultate din conținutul regulamentelor europene sunt următoarele:

- ✓ Realizarea unui model comun de rețea, la nivelul UE, necesar calculului de capacitate coordonat la nivel regional, pentru toate orizonturile de timp (termen lung, zilnic și intrazilnic);
- ✓ Implementarea conceptului FB – “Flow-Based” de calcul al capacităților, care are drept scop creșterea capacităților de interconexiune cu cel puțin 10% față de metoda bazată pe NTC, pe de o parte, respectiv creșterea bunăstării sociale (“welfare-ului”), pe de altă parte, prin alinierea prețului de energie electrică, la nivel European, ca urmare a cuplării piețelor locale de energie electrică;
- ✓ Înființarea și cuplarea piețelor zilnice și intrazilnice de energie electrică la nivel regional și inter-regional;
- ✓ Asigurarea fermității (firmness) capacităților notificate (graficelor de schimb), prin mecanisme de redispecerizare și vânzare în contrapartidă;
- ✓ Armonizarea regulilor de alocare a capacităților pe termen lung (anuale și lunare) prin înființarea și operarea unei platforme unice (SAP – Single Allocation Platform) de alocare la nivelul UE;
- ✓ Realizarea unui mecanism de raportare, transparent și nediscriminatoriu, în ceea ce privește alocarea capacităților de interconexiune dintre statele membre UE;
- ✓ Trecerea la un interval de decontare de 15 minute în ceea ce privește piețele de energie electrică;

Având în vedere obligațiile ce rezultă din cele trei Regulamente UE, au fost inițiate, de către OTS din cadrul UE, activități care decurg din punerea în aplicare a conținutului acestora. Activitățile respective se realizează atât la nivelul regiunilor de calcul al capacităților (RCC) cât și la nivel inter-regional.

Conform deciziei ACER din 16 Decembrie 2025 de amendare a Regiunilor de Calcul al Capacităților (RCC) Transelectrica, face parte din RCC CORE (prin alăturarea regiunilor CWE-CEE) RCC SEE, RCC CE (fuziunea Core cu Italia de Nord) și TCC EE și, este implicată direct în următoarele proiecte/activități:

- Activități ce au drept scop realizarea documentelor ce rezultă din punerea în aplicare a Regulamentelor UE și din Comunitatea Energetică (întocmirea de metodologii, proceduri, reguli, etc.)
- Activități aferente propuneri în aplicarea articolului 14 din Regulamentul UE 943/2019 privind revizuirea zonelor de ofertare din Europa Centrală.
- Activități aferente proiectului de cuplare a piețelor zilnice de energie din regiunea Core pe fluxuri de putere;
- Activități realizate ca urmare a inițierii proiectului de cuplare a piețelor zilnice de energie la nivel inter-regional (MRC – MultiRegional Coupling);
- Activități aferente proiectului de cuplare a piețelor intrazilnice la nivelul UE, numit generic SIDC (Single Intraday Coupling);
- Activități realizate ca urmare a cuplării piețelor zilnice de energie din România și Bulgaria;
- Activități realizate ca urmare a trecerii la intervalul de decontare de 15 minute în ceea ce privește piețele de energie electrică.

Interconectarea sincronă a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental

Transelectrica este Operatorul de Transport și de Sistem care a sprijinit în mod substanțial, în cadrul ENTSO-E, interconectarea sincronă a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental.

Calendarul de implementare a proiectului de interconectare a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu rețeaua Europa Continentală, propus inițial de către Ukrenergo, a avut o durată de 6 ani (începând din 2017) cu posibilitate de prelungire de încă 2 ani la solicitarea Î.S. Moldelectrica și Ukrenergo.

Acțiuni agreate prin acordurile semnate:

- realizare studii suplimentare pentru definirea în detaliu a tuturor măsurilor tehnice necesare în vederea interconectării; aceste studii s-au finalizat în decembrie 2021;
- implementare măsuri tehnice și de reglementare rezultate din studiile suplimentare în Republica Moldova și Ucraina. (termen inițial de finalizare – 2021);
- derularea testelor de interconectare conform procedurilor ENTSO-E (termen de finalizare estimat – 2023, în funcție de realizarea studiilor suplimentare și de implementarea măsurilor necesare).

Au fost prevăzute teste de funcționare izolată în anul 2022. În luna februarie 2022 s-au realizat teste de funcționare izolată și au fost reușite integral.

În anul 2023 erau prevăzute teste de funcționare interconectată, dacă testele de funcționare izolată aveau rezultate bune și dacă se implementau toate măsurile necesare.

Având în vedere conflictul apărut între Ucraina și Rusia, în data de 28.02.2022, Ucraina și Republica Moldova au transmis o solicitare de interconectare sincronă în regim de urgență a sistemelor energetice ale celor două țări cu rețeaua energetică europeană.

S-a lucrat intens la nivelul ENTSO-E pentru elaborarea procedurilor necesare funcționării interconectate, și, pe fondul războiului din Ucraina, în data de 16 martie 2022 s-a realizat interconectarea în regim de urgență a sistemelor energetice ale Ucrainei și Republicii Moldova la sistemul energetic european, ENTSO-E – Europa Continentală, proces coordonat la nivelul ENTSO-E Grupa Regională Europa Continentală (RGCE).

În operarea interconectată a celor două sisteme în cadrul interconexiunii Europa Continentală (ENTSO-E), apar limitările generate de siguranța în funcționare la nivel regional și al întregii interconexiuni Europa Continentală.

La 30 iunie 2022, Ucraina și UE au început să comercializeze energie electrică.

Începând cu data de 15 octombrie 2022, Transelectrica organizează licitații zilnice pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița România-Moldova.

Începând cu data de 01 iulie 2024, Transelectrica organizează licitații zilnice pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița România-Moldova.

Începând cu luna octombrie 2024, Transelectrica organizează licitații lunare pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița România-Moldova.

În data de 2 noiembrie 2023 au fost implementate Regulile de Alocare Zilnică pe granița România-Ucraina. Ukrenergo – OTS din Ucraina organizează licitațiile de alocare de capacitate zilnică pe platforma EAP.

Pe parcursul anului 2025 Transelectrica a participat în proiectul de implementare a licitațiilor lunare de alocare a capacităților prin platforma unică de alocare Joint Allocation Office (JAO) pentru granița România-Ucraina. În luna decembrie 2025 s-a desfășurat prima licitație lunară organizată de JAO.

Activitatea consorțiului care a pregătit procesul de interconectare s-a încheiat. De asemenea, s-a încheiat activitatea grupei de proiect inițiale și s-a format o nouă grupă de proiect în cadrul Grupului

Regional Europa Continentală din cadrul ENTSO-E, care coordonează toate activitățile aferente acestui subiect. Astfel, la nivelul ENTSO-E se derulează activități prin intermediul unor grupe de lucru dedicate, privind:

- stabilirea capacității de transfer în interconexiune, la nivelul profilului acesteia (respectiv, interconexiunile dintre Ucraina – Moldova, Ucraina – Ungaria, Ucraina – Slovacia, Ucraina – România și Republica Moldova – România);
- identificarea și procedurarea măsurilor de urgență în caz de avarii extinse sau imposibilitatea păstrării funcționării interconectate;
- elaborarea unui document legal (Multilateral Agreement) privind toate aspectele menționate anterior și cele de natură operațională, care să fie agreat la nivel ENTSO-E, de către toți OTS din zona sincronă Europa Continentală.



Activități/procese noi implementate în Piața de Echilibrare în anul 2025

Pe parcursul anului 2025 Transelectrica a continuat implemenarea cu succes a mai multor obiective privind dezvoltarea infrastructurii informatice pentru Piața de Echilibrare după cum urmează:

- ✓ din luna ianuarie 2025 s-au introdus în sistemul informatic al Pieței de Echilibrare licitații de tip explicit pentru alocarea de capacitate transfrontalieră zilnică pe granița cu Serbia. Până la data de 31 decembrie 2024 au fost organizate de către OTS EMS Serbia, iar din data de 1 ianuarie 2025 sunt organizate de către CNTEE Transelectrica SA;
- ✓ din luna februarie 2025 fluxurile de date tip SAX din sistemul informatic al Pieței de Echilibrare se trimit prin interfață de tip PCN la ENTSO-E Verification Platform, pe fondul migrării serverelor web de la OTS AMPRION. Decizia de migrare a fost luată la nivelul comitetelor directoare de la ENTSO-E. Activitatea a presupus teste cu noua interfață și note de comandă pentru dezvoltare căi de comunicație la Teletrans;
- ✓ din data de 18 martie 2025 au fost introduse licitațiile implicite de tip IDAx în piața cuplată SDIC, cu participarea operatorului comercial OPCOM, pe

baza capacității disponibile rămase din licitațiile implicite intraday continuu;

- ✓ în data de 06 august 2025 a intrat cel de-al doilea operator comercial Bursa Română de Mărfuri. Modificările generate de această extindere de piață cuplată s-au realizat în sistemul informatic al Pieței de Echilibrare, inclusiv rapoartele transmise la JAO;
- ✓ din data de 01 octombrie 2025 s-a realizat trecerea de la tranzacționarea cu granularitate de 60 de minute la granularitate de 15 minute în cadrul Cuplării Unice a Piețelor pentru Ziua Următoare (SDAC – Single Day Ahead Coupling). Proiectul s-a derulat pe o durată de 5 ani, implicând toate regiunile, operatorii comerciali de piețe de energie și operatorii de transport și sistem din ENTSO- E;
- ✓ în data de 08 octombrie 2025 au fost migrate informațiile de publicare din sistemul informatic al Pieței de Echilibrare prin interfață ECP către platforma de transparență EMFIP ENTSO-E. Această activitate organizată la nivelul ENTSO - E este dedicată funcționarii transparente pentru ca participanții din piețele de energie electrică să dețină informații similare.

Proiecte de finanțare din Programul de Cercetare – Inovare al Uniunii Europene Horizon

Proiectele, la care Compania participă ca partener în cadrul consorțiilor trans-naționale, și-au continuat

derularea în perioada ianuarie-decembrie 2025 prezentând următoarele caracteristici:

Tabel 24: Proiectul de cercetare-inovare finanțate din programul „Horizon Europe”

Nr. crt.	Denumire Proiect	Data start	Durata (luni)	Valoare eligibilă estimată (euro)	Valoare maximă de rambursat (euro)	Procent de rambursare %	Acord de finanțare
1	TwinEU	ian.24	36	125.000	87.500	70	101136119 — TwinEU — HORIZON-CL5-2023-D3-01

Proiectul TwinEU

Proiectul TwinEU (Digital Twin for Europe) finanțat prin programul Horizon Europe, a demarat la data de 01.01.2024 și se va derula pentru o perioadă de 36 de luni.

Compania face parte din consorțiul format pentru dezvoltarea acestui proiect – care reunește 71 de parteneri din Europa, printre care se numără operatori de transport și sistem, companii de tehnologie, universități și institute de cercetare, asociații europene, dezvoltatori de soluții.

Obiectivul proiectului vizează creșterea nivelului de eficiență și de penetrare a tehnologiilor Smart în cadrul rețelelor electrice conducând către o rețea cu

adevărat inteligentă. Rezultatele proiectului sunt așteptate să contribuie la dezvoltarea unor noi arhitecturi de rețele inteligente, precum și la integrarea acestora în cadrul infrastructurii digitale europene.

Beneficiile estimate pentru Companie privind participarea în cadrul Consorțiului format pentru dezvoltarea proiectului TwinEU constau în instruirea și familiarizarea personalului cu soluțiile tehnice de dezvoltare a rețelei de transport folosind tehnologiile Smart și cu beneficiile pe care acestea le pot aduce sistemului, având în vedere necesitatea găsirii unor soluții pentru integrarea energiei din surse regenerabile la cotele stabilite în Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice (PNIESC)

pentru anul 2030 și a îndeplinirii obligațiilor impuse de ANRE.

Compania a încasat prefinanțarea în sumă de 65.625 euro, reprezentând 75% din valoarea bugetului estimat la rambursare, iar activitatea în cadrul proiectului pentru anul 2025 a continuat conform graficului, reprezentanții Companiei contribuind activ la acțiunile aflate în derulare.

Proiectul de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernization of Energy Network)

CARMEN se numără printre cele 5 proiecte din aria tematică "Implementarea rețelelor inteligente", având indicativul 12.2 - CARMEN (BG, RO), pentru a consolida cooperarea transfrontalieră OTS-OTS, pentru a investi în extinderea rețelei și a crește capacitatea de integrare a noilor surse regenerabile și pentru a îmbunătăți stabilitatea, securitatea și flexibilitatea rețelei.

C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A., Delgaz Grid S.A. și Elektroenergien Sistem Operator EAD, Operatorul de Transport și de Sistem din Bulgaria și Electrodistribution Grid West – Operator de Distribuție din Bulgaria, în calitate de Parteneri activi în cadrul Proiectului, vor face demersuri pentru obținerea finanțării din fonduri nerambursabile prin depunerea unei aplicații unice în cadrul apelului / apelului de propuneri lansat în anul 2024 prin Mecanismul pentru Interconectarea Europei (CEF).

În cadrul Proiectului CARMEN, C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A., în cazul în care aplicația ce va fi depusă în cadrul apelului/apelurilor de propuneri de proiecte prin CEF va fi aprobată, va putea beneficia de fonduri nerambursabile pentru următoarele Obiective de investiții:

- „Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori;
- „Modernizarea și mărirea capacității de transport a LEA 220 kV: Fântânele – Ungheni, Dumbrava – Stejaru și Gutinaș - Dumbrava”;
- „Platformă națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE);
- „Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET”;

Principalele obiective ale proiectului vizează modernizarea și digitalizarea rețelei de transport și distribuție a energiei electrice, participând la îmbunătățirea:

- stabilității și capacității rețelei de a integra energia produsă din surse regenerabile prin modernizarea echipamentelor în funcțiune;
- reglajului de tensiune coordonat la nivelul rețelelor de transport și distribuție;
- calității și cost-eficienței serviciilor oferite clienților;
- securității și flexibilității rețelei, prin introducerea tehnologiei Demand Side Management;
- gestionării rețelelor prin schimb de date și implementarea funcționalităților Smart Grid;
- interconexiunii cu infrastructura de transport, prin creșterea securității, flexibilității și calității rețelei de distribuție în regiune;
- monitorizarea stării sistemului interconectat în timp real, prin fluxurile de putere activă și reactivă atât pe liniile de interconexiune, cât și pe linii interne.

Beneficiile anticipate de implementarea Proiectului pot fi evidențiate în trei categorii majore:

➤ Beneficii economice și societale:

- Reducerea costurilor de operare și mentenanță;
- Reducerea pierderilor de energie electrică;
- Creșterea eficienței serviciilor prin implementarea tehnologiilor smart grid;
- Creșterea gradului de interconectivitate concretizată în siguranță, disponibilitate și flexibilitate la nivelul infrastructurii naționale și europene de transport și distribuție;
- Creșterea nivelului de observabilitate a rețelei transfrontaliere și a capacității operaționale la nivelul conducerii prin dispecer.

➤ Beneficii pentru clienți / prosumatori:

- Îmbunătățirea indicatorilor de calitate a rețelei de energie electrică;
- Creșterea capacității de preluare a energiei din surse regenerabile, inclusiv energia de la prosumatori;

➤ Beneficii de mediu:

- Reducerea emisiilor prin modernizarea și digitalizarea infrastructurii de transport al energiei electrice;
- Asigurarea capacității de preluare a energiei din surse regenerabile;
- Implementarea tehnologiilor non-poluante, de ultimă generație, din categoria Best Available Technologies;
- Creșterea sustenabilității rețelei pe termen lung prin înlocuirea echipamentelor primare uzate tehnic.

Durata estimată a proiectului este de 36 luni.

Proiectul CARMEN este inclus pe prima listă a Uniunii Europene de proiecte de interes comun (PCI) și proiecte de interes mutual (PMI) în temeiul Regulamentului (UE) nr. 2022/869 TEN-E revizuit, care a fost adoptat de Comisia Europeană la 28 noiembrie 2023.

În decursul anului 2025, Compania a reluat procesul de obținere a finanțării prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF), alături de partenerii implicați în proiect, Delgaz Grid S.A. și Elektroenergien Systemen Operator EAD.

Astfel, pentru Proiectul CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network), în perioada ianuarie-septembrie 2025, s-a desfășurat procesul de elaborare a aplicației de finanțare prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF), iar în data de 12 septembrie 2025 aceasta a fost depusă.



C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A a solicitat la finanțare suma de **71.737.484 euro**, pentru următoarele Obiective de investiții:

- „Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș și Roșiori;
- „Modernizarea și mărirea capacității de transport a LEA 220 kV: Fântânele – Ungheni,”
- „Platformă națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE);

„Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET”.

10.2. Platforme

Platforma FSKAR

Ca urmare a aplicării Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice

și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică au fost elaborate și aprobate de către Operatorii de Transport și Sistem la nivelul ENTSO – E reguli comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie.

Noul set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, astfel încât implicit vor fi stopate compensările bilaterale în natură, pe care Transelectrica SA le înregistra distinct în Bugetul de Venituri și Cheltuieli cu Partea Responsabilă cu Echilibrarea Schimburi Neplanificate ca urmare a tranzacționării energiei la Piața pentru Ziua Următoare.

Metodologia de calcul FSKAR, denumită Accounting and Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping period s-a implementat de la 1 lunie 2021. Centrele de Decontare de la Amprion și Swissgrid transmit rezultatele către fiecare Operator de Transport și Sistem sub forma unor fișiere zilnice conținând schimburile intenționate și schimburile neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare. Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO–E, fiind în euro/MWh. Excepție de la mecanismul de calcul care se aplică temporar, este dat de către sumele aferente decontării schimburilor neintenționate la nivelul ENTSO–E cu OTS din Ucraina (sume totale lunare care nu pot fi defalcate la nivel de interval de decontare pe piața de echilibrare).

În data de 10.06.2020 au fost aprobate prin Deciziile ANRE documentele:

- ✓ „Propunerea tuturor OTS din Europa continentală privind reguli comune de decontare pentru schimburi planificate de energie rezultate din procesul de menținere a frecvenței și din perioada de încărcare conform cu articolul 50 (3) din Regulamentul (UE) 2017/2195 al comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea energiei electrice” prin Decizia nr. 947;
- ✓ „Propunerea tuturor OTS din Europa continentală pentru reguli comune de decontare pentru toate schimburile neplanificate de energie în conformitate cu articolul 51(1) din Regulamentul (UE) 2017/2195 de stabilire a unei linii directoare

privind echilibrarea energiei electrice” prin Decizia nr. 948.

În conformitate cu Deciziile de aprobare, la nivelul membrilor ENTSO-E, operatorii de transport și sistem au dezvoltat la Centrul de Calcul Coordonat – Amprion o platformă de stabilire a dezechilibrelor Operatorilor de Transport și Sistem denumită platforma FSKAR.

JAO a fost desemnat operator pentru serviciul de facturare lunară a energiei rezultate din schimburile intenționate și din schimburile neintenționate. Facturarea se realizează în euro, în ore CET.

JAO a fost desemnat unic operator pentru serviciul de facturare lunară a energiei la platformele europene de echilibrare MARI și PICASSO.

Platforma CMM

În cursul anului 2020 a fost aprobat de către ENTSO-E Market Committee, dezvoltarea unei platforme informatice, denumită CMM care să calculeze și să armonizeze capacitățile disponibile pe liniile de interconexiune între țările membre în proiectele PICASSO, IGCC, TERRE și MARI.

Totodată, prin Decizia ACER nr. 02/2020 pentru Cadrul de implementare a platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare pentru restabilirea frecvenței prin activare automată și prin Decizia ACER nr. 03/2020 pentru Cadrul de implementare a platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare pentru restabilirea frecvenței prin activare manuală, a fost aprobat ca Operatorii de Transport de Sistem să implementeze o funcție de management a capacității transfrontaliere, care să calculeze în mod coordonat disponibilitatea acestei capacități și transmiterea valorilor către platformele pe care se tranzacționează produsele standard de echilibrare.

Dezvoltarea și operarea CMM se vor realiza cu respectarea principiilor și dispozițiilor stabilite în Contractul Principal pentru platformele europene de echilibrare din 01.07.2020 (denumit în continuare „Acordul principal”); Pe data de 01.03.2021 a intrat în vigoare Contractul privind furnizorul de servicii comune pentru platforma CMM.

În prezent platforma CMM a fost dezvoltată la operatorul de transport și sistem din Republica Cehă, ČEPS și pusă în funcțiune de vedere tehnic în octombrie 2023. Platforma gestionează capacitatea transfrontalieră de schimb de energie a operatorilor de sisteme de transport din Europa. Principala țintă a platformei este de interfațare cu platformele europene de schimb de energie de echilibrare TERRE, MARI, PICASSO și IGCC.

Proiect IGCC - International Grid Control Cooperation

Începând cu data de 01.01.2021, a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC) sau Platforma IN (Imbalance Netting) pentru procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții a IV-a din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare.

Precizăm faptul că, International Grid Control Cooperation (IGCC) reprezintă proiectul care a fost ales în anul 2016 de către ENTSO-E, pentru a deveni viitoarea platformă europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, așa cum este definit în Regulamentul (UE) nr. 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22). Inițiativa IGCC a fost demarată în anul 2010 de către operatorii din Germania și s-a extins ulterior la nivelul sistemelor central europene, reprezentând o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb, prin reducerea acțiunilor de sens contrar ale reguletoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată” a RRF, la nivel de ansamblu.

Platforma MARI – Platforma europeană pentru schimburi de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare manuală (proiect european MARI)

În conformitate cu articolul 20 din *Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică*, toți OTS dezvoltă și operează o platformă europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare manuală („Platforma MARI”).

De la data de 01 ianuarie 2018, Transelectrica a devenit membru cu drepturi depline în proiectul european MARI (Manually Activated Reserves Initiative), proiect care se ocupă cu implementarea și exploatarea platformei comune folosită pentru serviciul restaurare a frecvenței prin activare manuală (RRFM).

În prezent platforma MARI se află în funcțiune operațională din luna octombrie 2022, cu participarea parțială a unor OTS din Europa Continentală.

Platforma PICASSO – Platforma europeană pentru schimburi de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare automată

În conformitate cu articolul 21 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (EB GL), toate OTS trebuie să dezvolte și să opereze o platformă europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare automată („Platforma PICASSO”).

De la data de 01 octombrie 2018, Transelectrica a devenit membru cu drepturi depline în proiectul european PICASSO (Automatic Activated Reserves Initiative), proiect care se ocupă cu implementarea și exploatarea platformei comune folosită pentru serviciul de restaurare a frecvenței prin activare automată (a FRR).

Platforma numără în prezent un total de 30 de operatori de transport și de sistem, dintre care 26 au statut de membru – ADMIE Grecia, APG Austria, Elia Belgia, ESO – EAD Bulgaria, Swissgrid Elveția, CEPS Republica Cehă, 50Hz Germania, Amprion Germania, TenneT DE Germania, TransnetBW Germania, Energinet Danemarca, RTE Franța, HOPS Croația, MAVIR Ungaria, Terna Italia, CREOS Luxemburg, TenneT NL Țările de Jos, Transelectrica România, PSE Polonia, REN Portugalia, ELES Slovenia, REE Spania, SEPS Slovacia, Fingrid Finlanda, Svenska Kraftnät Suedia, Statnett Norvegia, respectiv 4 membri cu statut de observator – AS Augstsprieguma tīkls – Letonia, Litgrid AB – Lituania, Elering AS – Estonia și MEPSO Macedonia de Nord.

În prezent platforma PICASSO se află în funcțiune operațională din luna iunie 2022, cu participarea parțială a unor OTS din Europa Continentală.

10.3. Afiliari

Având în vedere rolul important al C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în conducerea SEN și a pieței de electricitate, activități cu o puternică dimensiune națională și internațională, Compania este membră în organizații și organisme naționale și internaționale de profil și are în vedere să participe în continuare la activitatea acestora. În calitate de membru, reprezentanții companiei fac parte din comitetele și grupele de lucru ale acestor organizații, participă la luarea deciziilor, la elaborarea de studii și expertize științifice. De asemenea, Transelectrica este implicată în dezvoltarea unor proiecte cu impact regional și pan-european.

Transelectrica este membră în Asociația Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie - ENTSO-E, Consiliul Internațional al Marilor Rețele Electrice de Înaltă Tensiune – CIGRE, Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune – LWA și Asociația internațională pentru securitate socială/ocupatională – ISSA.

ENTSO-E - Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică

ENTSO-E este structura de cooperare între Operatorii de Transport și Sistem (OTS) din Europa, atât la nivel pan-european cât și la nivel regional, având un rol esențial în promovarea pieței interne europene a energiei electrice și a comerțului transfrontalier, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice coordonate a rețelei europene de transport de energie electrică.

Participarea OTS-urilor din Europa în cadrul ENTSO-E este reglementată prin legislația europeană în vigoare (Regulamentul UE nr. 943/2019).

Asociația promovează aspecte importante ale politicii în domeniul energiei, devenind vocea comună a tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem din Europa față de Comisia Europeană, reglementatori (ACER) și alți stakeholderi, prin care aceștia își exprimă pozițiile coerente și coordonate față de problematica energetică la nivel regional și pan-european, punctele de vedere ale Asociației față de documentele comunitare fiind apreciate de către Comisia Europeană ca și contribuții importante la elaborarea viitoarelor pachete legislative în domeniul energiei.

In December 2023, Ukrenargo, the Ukrainian TSO, became Member of ENTSO-E.



La nivelul Operatorilor de Transport și de Sistem din domeniul energiei electrice, ENTSO-E – European Network for Transmission System Operators, contribuie la dezvoltarea cooperării și coordonării între Operatorii de Transport și de Sistem în vederea asigurării unei funcționări sigure și în parametri de calitate a sistemelor electroenergetice interconectate, a gestionării unui acces eficient și transparent la rețelele de transport transfrontaliere, a integrării piețelor de energie electrică la nivel regional și ulterior european (IEM – piața unică europeană de

electricitate) și pentru a asigura o planificare coordonată și eficient orientată spre viitor a sistemului de transport al energiei electrice în cadrul Comunității.

Transelectrica este membru activ în toate structurile ENTSO-E (Adunarea Generală, Comitete, Grupuri Regionale și Grupe de Lucru), specialiștii noștri având o participare activă și constantă la activitatea organizației, promovând interesele Companiei, atât în plan regional cât și european. Reuniunile la nivel de Comitete, Grupe Regionale, echipe de lucru ad-hoc și workshopuri organizate în cadrul ENTSO-E, servesc drept forum de dezbateră și vin în sprijinul pregătirii unor soluții realiste în procesul de reglementare și de implementare a proiectelor din sectorul energetic. Mai mult, acestea asigură susținerea intereselor României în negocierile pe care Asociația le poartă cu entitățile competente la nivel european, și anume Comisia Europeană și ACER – și reprezintă și o oportunitate de a intra în contact cu actori cheie de pe scena europeană în sectorul energetic, de a prezenta poziția Transelectrica privind unele subiecte de interes și de a influența cursul deciziilor și evoluția unor acțiuni.

CIGRE – Consiliul internațional al marilor rețele electrice de înaltă tensiune

CIGRE Consiliul Internațional al Marilor Rețele Electrice de Înaltă Tensiune (Conseil International des Grands Reseaux Electriques) - este un organism tehnico-științific internațional ce are ca obiectiv de bază dezvoltarea cunoștințelor în domeniul rețelilor de înaltă tensiune și schimbul de informații între țările membre privind: producerea și transportul energiei electrice la înaltă tensiune, construcția și exploatarea stațiilor de conexiune și transformare și echipamentele componente ale acestora; construcția, izolația și exploatarea liniilor de înaltă tensiune; interconectarea sistemelor și exploatarea și protecția sistemelor interconectate.



Transelectrica este membru în cadrul CIGRE, iar specialiștii Companiei au o activitate susținută în cadrul Organizației. Transelectrica are încheiat cu Asociația Comitetul Național Român - CIGRE un protocol de colaborare privind organizarea de conferințe, mese rotunde și prezentări de echipamente și tehnologii noi.

CIGRE este cea mai mare organizație mondială profesională din industria energetică și are peste 17500 de experți din întreaga lume care lucrează activ în programe de lucru structurate, coordonate de comitetele de studiu CIGRE, supravegheate de Consiliul Tehnic. Obiectivele lor principale sunt proiectarea și implementarea sistemului energetic pentru viitor, optimizarea echipamentelor și sistemelor energetice existente, respectarea mediului și facilitarea accesului la informații.

Totodată CIGRE este considerată cea mai importantă organizație profesională din domeniul energiei electrice, activitatea în cadrul organizației desfășurându-se pe 16 domenii de activitate, toate fiind de interes major pentru activitatea Companiei.

Participarea activă a Companiei și a reprezentanților săi prezintă numeroase avantaje: acces gratuit la toate publicațiile CIGRE prin intermediul e-cigre, accesul la revista ELECTRA, participarea tinerilor specialiști la activitatea rețelei NGN (Next generation Network).

Calitatea de membru CIGRE oferă o gamă largă și stimulatoare de beneficii, participare, rezolvare de probleme și oportunități de creștere a competențelor profesionale. Participarea poate implica poziții oficiale în cadrul programului global de cunoaștere și accesul la o gamă de instrumente online colaborative utilizate de comunitate.

Conform noii strategii a CIGRE, activitatea se extinde asupra tuturor verigilor sistemului energetic de la producători, până la consumatori, la sursele regenerabile, stocarea energiei electrice etc.

ISSA – Asociația internațională pentru securitate socială/ocupatională

ISSA (International Social Security Association) este o organizație care aduce împreună instituții, companii și entități administrative din diferite țări ale lumii care se confruntă cu unul sau mai multe aspecte ale securității sociale/ocupationale.

Activitatea se desfășoară în cadrul a numeroase secțiuni, pe domenii de activitate. Una dintre acestea, care își desfășoară activitatea sub coordonarea Comisiei speciale ISSA pentru prevenție, este „Secțiunea pentru electricitate, gaz și apă”.

Asigurarea securității și sănătății la locul de muncă a fost de mult recunoscut ca fiind un principiu umanitar fundamental. Aceasta înseamnă, pentru secțiunea mai sus amintită, protecția lucrătorilor împotriva accidentelor de muncă și îmbolnăvirilor profesionale datorate electricității și a radiațiilor ionizante.



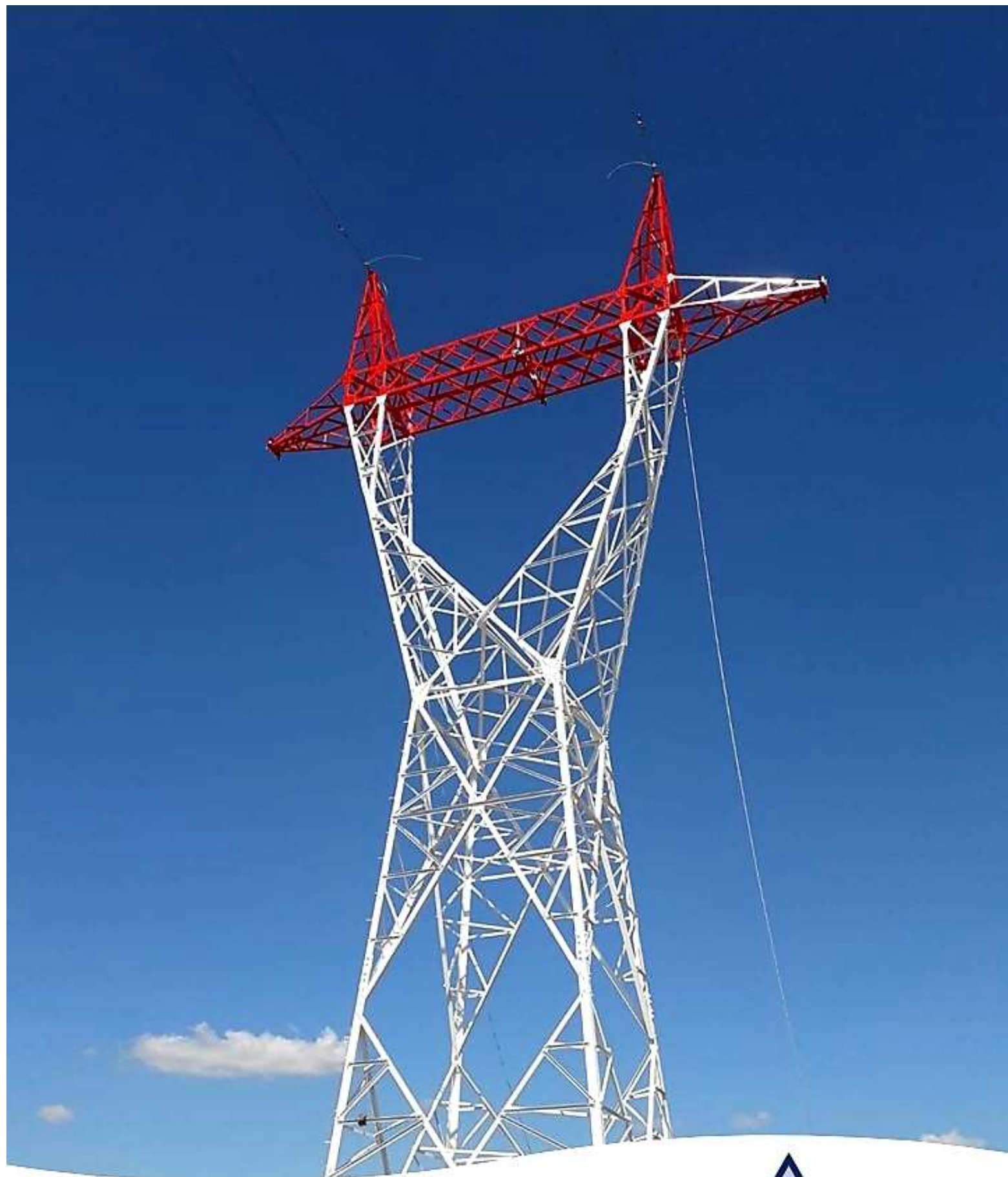
Obiectivul general al Secțiunii Electricitate este reprezentat de reducerea numărului de accidente, îmbunătățirea standardelor privind securitatea în muncă, adoptarea unor practici corecte privind securitatea și sănătatea la locul de muncă

LWA - Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune

Asociația promovează concepția, proiectarea și utilizarea tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST), îndeplinind un rol de supraveghere și consultanță în domeniu, fără atribuții de execuție de lucrări având ca obiective:

- *propunerea strategiei de LST pentru toate tipurile de rețele electrice din România;*
- *urmărirea realizărilor pe plan mondial în domeniul LST;*

- *organizarea și participarea la manifestări științifice în domeniul LST;*
- *organizarea și solicitarea de schimburi de experiență cu firme din țară și străinătate, care aplică tehnologia LST;*
- *participarea la omologarea sau experimentarea dispozitivelor de lucru sub tensiune sau a tehnologiilor de lucru sub tensiune, la solicitarea furnizorilor de servicii și produse;*
- *participarea la editarea unor buletine sau reviste în domeniul LST;*
- *promovarea, în învățământul tehnic românesc, de cunoștințe tehnice, standarde și tehnologii privind LST;*
- *reprezentarea României în cadrul „Live Working Association” (LWA) – Asociația Lucrului sub Tensiune;*
- *colaborarea cu alte asociații și fundații, persoane fizice și juridice, în vederea realizării scopului și obiectivelor asociației.*



Raport Financiar

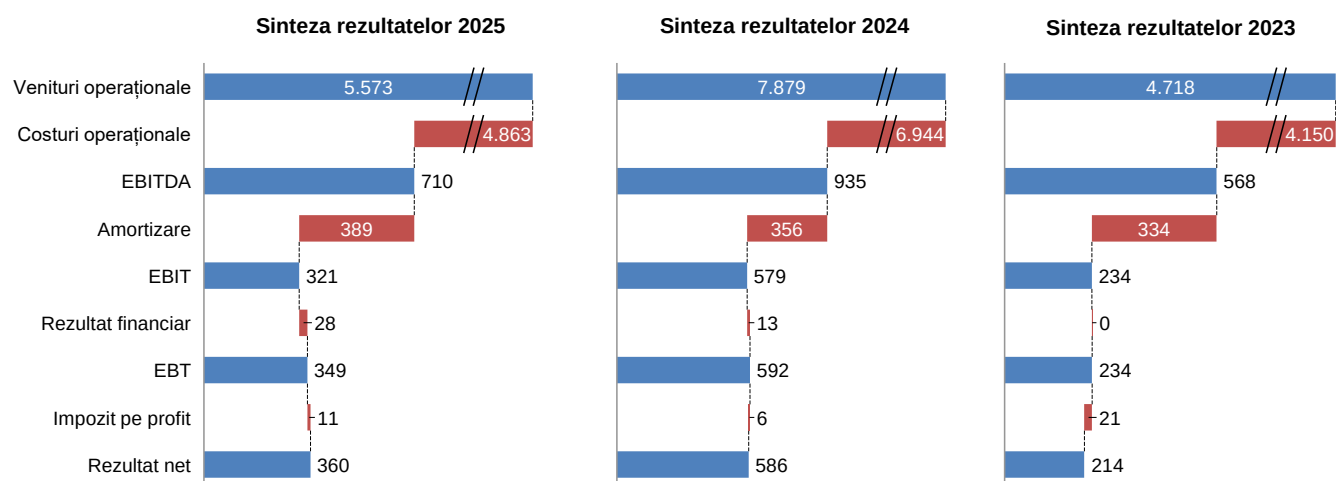


11. Rezultate financiare separate 2025

Veniturile totale operaționale ale Companiei realizate în intervalul ianuarie-decembrie 2025 au înregistrat o scădere în procent de 29% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (5.573 mil lei în 2025 față de 7.879 mil lei în 2024) în contextul impactului semnificativ a reducerii veniturilor din activitățile zero-profit (piața de echilibrare), cât și a veniturilor conjuncturale (venituri din ajutoare de avarie, a veniturilor din capitalizare CPT).

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizare) realizate pe parcursul anului 2025 au înregistrat o scădere de 28% comparativ cu perioada similară a anului anterior 5.252 mil lei în anul 2025 față de 7.301 mil lei în anul 2024 în contextul impactului semnificativ a reducerii cheltuielilor din activitățile zero-profit, concomitent cu creșterea cu 35% a cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare.

Figura 27: Rezultatul net (mil. lei)



Segmentul activităților cu profit permis: a înregistrat o scădere cu 0,4% a veniturilor (2.333 mil lei în anul 2025 față de 2.343 mil lei în anul 2024) pe fondul scăderii cu 50 mil lei a veniturilor din tranzacții CPT, a veniturilor conjuncturale din ajutoare de avarie (-53 mil lei) și capitalizare CPT (-101 mil lei), în contextul creșterii cu 235 mil lei a veniturilor din tarif transport și cu 55 mil lei a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune.

Creșterea veniturilor din transport și alte venituri din piața de energie (2.273 mil lei în anul 2025 față de 2.087 mil lei în anul 2024) a fost influențată de creșterea tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a **veniturilor din tarif reglementat** cu 235 mil. lei (+15%) față de aceeași perioadă a anului precedent, în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,2%, respectiv cu 0,1 TWh.

Veniturile din alocare capacitate de interconexiune în sumă de 337 mil lei, au înregistrat o creștere în (+55 mil lei), comparativ cu anul 2024.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr.171/2019 actualizat și Regulamentul UE nr. 943 din 05 iunie 2019 privind

piața internă de energie electrică, fiind sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Veniturile nete din alocarea capacităților de interconexiune (net de impozitul pe profit) se utilizează pentru realizarea de investiții în rețeaua electrică de transport pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 *pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră*, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Compania a înregistrat în 2025 **venituri din capitalizarea CPT** în sumă de 0,92 mil lei (venit nemonetar) față de 102 mil lei venit înregistrat în anul 2024, reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 31 martie 2025.

Costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) au fost în sumă de 541 mil lei pentru anul 2025, cu 68 mil lei mai mici decât în anul precedent (-11%), în contextul înregistrării unei cantități nete de CPT de 883 GWh, în scădere față de cantitatea de 949 GWh a anului 2024, și a unor prețuri medii de achiziție mai mari pe toate piețele (Piața Contractelor Bilaterale, Piața pentru Ziua Următoare, Piața Intrazilnică și Piața de Echilibrare).

Costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către ANRE, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Venitul din capitalizarea CPT este de natură nemonetară, încasarea acestuia urmând a fi realizată de Companie în mod eşalonat prin tariful de transport în următorii cinci ani de la data capitalizării în conformitate cu prevederile legislative incidente.

Segmentul activităților cu profit zero: Pe zona activităților cu profit zero, s-a înregistrat o scădere semnificativă pe parcursul anului 2025 a veniturilor pe pe acest segment, (-2.296 mil lei) comparativ cu anul 2024 determinată în principal de diminuarea veniturilor pe piața de echilibrare (-2.290 mil lei) datorită prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, a tarifului aprobat de ANRE pentru servicii de sistem comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul scăderii cantității cu 0,2%.

Acest segment a avut o pondere de 58% în veniturile totale operaționale înregistrate în anul 2025, din care, valoarea cea mai mare este reprezentată de piața de echilibrare.

Cheltuielile din activități zero profit au înregistrat de asemenea o diminuare semnificativă a costurilor (-2.107 mil lei), determinată în principal de valoarea diminuată a cheltuielilor pe piața de echilibrare.

Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare au fost semnificativ mai mici în anul 2025 față de anul 2024.

Precizăm că piața de echilibrare este folosită de Transelectrica pentru asigurarea echilibrării în timp real a consumului cu producția, pentru garantarea funcționării sigure și stabile a SEN și pentru administrarea oricărei restricții din cadrul SEN.

Achiziția capacității de echilibrare se efectuează în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, cu modificările și completările ulterioare.

11.1. Contul separat de profit și pierdere

Mil. Lei	2025	2024	2023		25/24
Volum tarifat de energie [TWh]	51,73	51,82	50,39	▼	(0,2%)
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS					
Venituri operaționale	2.333	2.343	2.090	▼	(0,4%)
Transport și alte venituri din piața de energie	2.273	2.087	1.988	▲	9%
Alte venituri	60	256	102	▲	(77%)
Costuri operaționale	(1.481)	(1.455)	(1.382)	▲	(2%)
Cheltuieli privind operarea sistemului	(641)	(716)	(640)	▼	10%
Reparații și mentenanță	(161)	(129)	(115)	▲	(25%)
Cheltuieli cu personalul	(412)	(373)	(348)	▲	(11%)
Alte costuri	(267)	(238)	(278)	▲	(12%)
EBITDA	852	888	708	▼	(4%)
Amortizare	(389)	(356)	(334)	▲	(9%)
EBIT	463	531	374	▼	(13%)
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT					
Venituri operaționale	3.240	5.537	2.628	▼	(41%)
V.Servicii de sistem	564	571	359	▼	(1%)
V.Piața de echilibrare	2.676	4.966	2.269	▼	(46%)
Costuri operaționale	(3.382)	(5.489)	(2.768)	▼	38%
Ch. Servicii de sistem	(706)	(524)	(499)	▲	(35%)
Ch. Piața de echilibrare	(2.676)	(4.966)	(2.269)	▼	46%
EBIT	(142)	48	(140)	▼	n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)					
Venituri operaționale	5.573	7.879	4.718	▼	(29%)
Costuri operaționale	(4.863)	(6.944)	(4.150)	▼	30%
EBITDA	710	935	568	▼	(24%)
Amortizare	(389)	(356)	(334)	▲	(9%)
EBIT	321	579	234	▼	(44%)
Rezultat financiar	28	13	0	▲	n/a
EBT	349	592	234	▼	(41%)
Impozit pe profit	11	(6)	(21)	▲	n/a
Profit net	360	586	214	▼	(39%)
Profit net pe acțiune	4,91	7,99	2,91	▼	(39%)

Activități cu profit permis**Volumul de energie tarifat**

În intervalul ianuarie-decembrie 2025, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate

pe piața de energie electrică (51,73 TWh) a înregistrat o ușoară scădere de 0,2% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 (diferența între cele două perioade fiind de 0,1 TWh).

Tabel 25: Venituri din activitățile cu profit permis

Mil. lei	2025	2024	2023		25/24
Venituri operaționale	2.333	2.343	2.090	▼	0,4%
Transport și alte venituri din piața de energie	2.273	2.087	1.988	▲	9%
Venituri din tarif transport	1.855	1619	1545	▲	15%
Venituri din interconexiune	337	282	343	▲	20%
Alte venituri din transport	81	185	100	▼	-56%
Alte venituri	60	256	389	▼	-77%

În intervalul ianuarie-decembrie 2025 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere, de la 282 mil lei în 2024 la 337 mil lei în 2025 (+20%) corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările

implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Licitările pe granița România-Serbia, licitațiile pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria și cele pe termen scurt pe granițele cu Moldova și Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

În data de 8 iunie 2022 a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul al capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria). În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – “IDA” care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței.

În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 *pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră*, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Extinderea cuplării piețelor are ca efect uniformizarea prețului energiei în Europa, acesta fiind și unul dintre obiectivele principale ale Regulamentului (UE) 2015/1222 „de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”.

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC)

Aceste venituri au fost în 2025 în sumă de 23,9 mil lei, mai mici (-1,9 mil lei), comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024 când au fost 25,8 mil lei și provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova.

Începând cu data de 01 iulie 2024, Ucraina a aderat la mecanismul ITC și nu a mai fi considerată țară perimetrică. Ca urmare, schimburile luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova. În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare.

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat scădere în intervalul ianuarie-decembrie 2025 cu următoarele mențiuni:

- deși schimburile de energie cu țările perimetrice luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova, acestea au crescut de circa 2,4 ori;
- valoarea tarifului pentru schimburile cu țările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, respectiv 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, față de 3 EUR/MWh în 2024,
- în mod excepțional în anul 2024 au fost înregistrate venituri și din decontările lunare ale lunilor martie și mai.

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru consumul propriu tehnologic (CPT) au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și respectiv din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare.

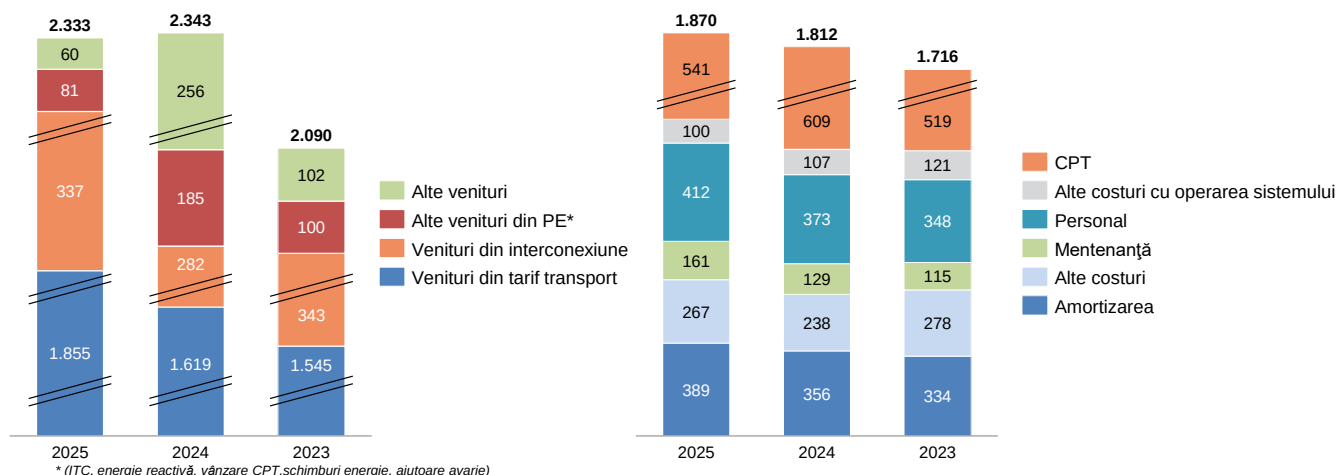
În anul 2025, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (45,8 mil lei) mai mici comparativ cu perioada similară a anului 2024 (95,5 mil lei), cu suma de -50 mil lei.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe **Piața Intrazilnică** au fost mai mari decât cele realizate în anul precedent, ca urmare a creșterii energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză

cât mai aproape de momentul livrării, precum și a prețurilor crescute pe această piață față de 2024. Veniturile obținute din tranzacțiile pe **Piața de Echilibrare** au fost semnificativ mai mici, având în vedere că CPT înregistrat în anul 2025 a fost mai mic decât în anul precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Veniturile din ajutoare de avarie

Figura 28: Venituri și Cheltuieli din activități cu profit permis (mil. lei)



Tabel 26: Costuri din activitățile cu profit permis

Mil lei	2025	2024	2023		25/24
Costuri operaționale	1.481	1.455	1.382	▲	2%
Costuri de operare a sistemului	641	716	640	▼	(10%)
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	541	609	519	▼	(11%)
Cheltuieli cu congestiile	-	-	0,1	▼	n/a
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET	39	46	38	▼	(16%)
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. Decizie ANRE)	17	13	-	▲	36%
Cheltuieli cu ITC (Inter TSO Compensation)	43	47	83	▼	(8%)
Cheltuieli de administrare OPCOM	0,17	0,34	0,36	▼	(51%)
Reparații și mentenanță	161	129	115	▲	25%
Cheltuieli cu personalul	412	373	348	▲	11%
Alte costuri	267	238	278	▲	12%
Amortizare	389	356	334	▲	9%
Costuri operaționale inclusiv amortizare	1.870	1.812	1.716	▲	3%

Cheltuielile operaționale din activitățile cu profit permis (inclusiv amortizarea) realizate în anul 2025 au crescut cu 3% (1.870 mil lei în anul 2025 față de 1.812 mil lei anul 2024), fiind influențate în principal de creșterea cheltuielilor cu mentenanța, a celor cu personalul și altor costuri (în principal cheltuieli cu impozite și taxe +27 mil lei)

Costuri de operare a sistemului

Pe segmentul activităților cu profit permis, costurile de operare a sistemului au înregistrat o scădere de 10% (641 mil lei în anul 2025 față de 716 mil lei în anul

În intervalul ianuarie-decembrie 2025 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 9,5 mil lei mai mici cu 53 mil lei, comparativ cu 62 mil lei venituri înregistrate în aceeași perioadă a anului 2024.

La solicitarea OTS vecini, în anul 2025 au fost acordate ajutoare de avarie către Ucraina (lunile octombrie, decembrie), Republica Moldova (lunile octombrie, noiembrie, decembrie) și Serbia (luna martie), pentru asigurarea energiei necesare acoperirii consumului intern din aceste țări, pe fondul conflictelor armate de pe teritoriul Ucrainei, respectiv opririlor accidentale de grupuri din țările vecine etc.

2024), din care cel mai mare impact l-au avut cheltuielile cu CPT.

Cheltuieli privind CPT

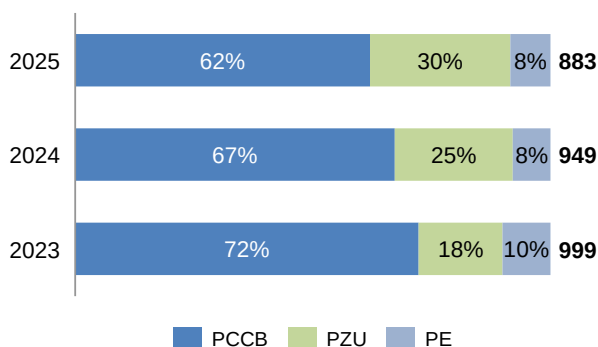
În intervalul ianuarie-decembrie 2025 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic au fost în sumă de 541 mil lei, mai mici cu 11% (-68 mil lei) comparativ cu anul 2024, motivată de următoarele:

- datorită caracteristicilor sale, CPT în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic

dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;

- ca urmare a condițiilor meteorologice și a fluxurilor pe liniile de interconexiune, valoarea CPT înregistrată în anul 2025 a fost mai mică decât cea înregistrată în anul precedent;
- eliminarea mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) cu preț reglementat de la 1 aprilie 2024, precum și eliminarea schemelor de plafonare a prețurilor la energie electrică și gaze începând cu 1 iulie 2025 au condus la creșteri ale prețului pe piețele pe termen scurt.
- creșterea prețurilor de pe piața europeană de energie, reducerea capacităților interne pe bază de combustibili convenționali și dependența de producția volatilă din regenerabile crește dependența de importuri în perioadele de cerere ridicată și astfel prețul pe piața spot. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU în anul 2025 a fost mai mare față de prețul din anul anterior;
- prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână.

Figura 29: Mixul de achiziție CPT în funcție de cantitățile cumpărate de pe piețe (GWh)



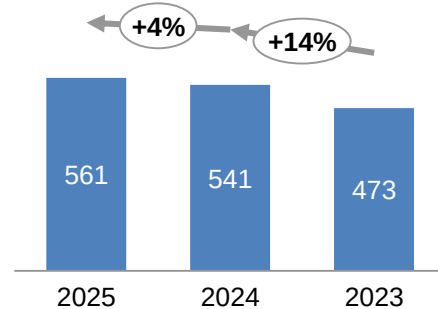
Începând cu data de 1 iulie 2024 au intrat în vigoare o serie de modificări ale Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, în conformitate cu cerințele codurilor Europene, care au condus la prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare.

Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, putând varia foarte mult, dar situându-se totuși sub valorile maxime din anul 2024.

Consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost mai mic față de anul anterior, conducând la costuri rezultate din acoperirea dezechilibrelor de energie pe această piață mai mici față de anul 2024.

Prețul mediu net al energiei achiziționate pe toate piețele în anul 2025 a fost 561 lei/MWh, mai mare față de prețul din perioada similară a anului 2024, respectiv 541 lei/MWh.

Figura 30: Preț mediu total (net) CPT pe piețe (lei/MWh)



prețul mediu s-a calculat la valoarea netă (achiziții – vânzări) ținându-se cont și de ch. cu serviciile PRE)

Cheltuieli privind consumul de energie - consum servicii interne stații din RET și RED

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, Compania trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei.

Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu suma de 7,3 mil lei în anul 2025 (38,5 mil lei) comparativ cu anul 2024 (45,8 mil lei).

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În componența cheltuielilor privind operarea sistemului în 2025 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 17,4 mil lei mai mari cu 4,6 mil lei comparativ cu anul 2024.

Prin deciziile ANRE nr. 2780/20.12.2024 și nr. 2781/20.12.2024, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2025, pentru societățile Rețele Electrice România S.A. și Distribuție Energie Oltenia S.A.

Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În perioada ianuarie-decembrie 2025 aceste cheltuieli au fost mai mici cu 4 mil lei comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent. Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între TSO-urile care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E.

Factorii care influențează valorile costurilor/veniturilor cu mecanismul ITC sunt schimburile de energie electrică – import, export, tranzit pe liniile de interconexiune ale SEN, corelate cu fluxurile de energie electrică tranzitate la nivelul tuturor țărilor participante la mecanism.

Cheltuielile cu reparații și mentenanța au fost în sumă de 161 mil lei, mai mari cu 32 mil față de anul 2024.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Activități zero-profit

Tabel 27: Sinteza veniturilor din activități zero-profit

Mil. lei	2025	2024	2023	25/24
Venituri operaționale	3.240	5.537	2.628	▼ (41%)
V.Servicii de sistem	564	571	359	▼ (1%)
V.Piața de echilibrare	2.676	4.966	2.269	▼ (46%)

Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o scădere semnificativă (-2.296 mil lei) față de aceeași perioadă din anul precedent, de la 5.537 mil lei în anul 2024 la 3.240 mil lei în anul 2025 determinată în principal de diminuarea veniturilor pe piața de echilibrare (-2.290 mil lei) datorită prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, a tarifului aprobat de ANRE pentru serviciile de sistem comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul scăderii cantității cu 0,2%.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o scădere a costurilor cu un procent de 38% (-2.107 mil lei) de la 5.489 în anul 2024 la 3.382 mil lei în anul 2025, determinată de valoarea diminuată a cheltuielilor pe piața de echilibrare.

Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare au fost semnificativ mai mici în anul 2025 față de anul 2024.

Cheltuielile cu amortizarea prezintă o creștere cu 32 mil lei influențată în principal de înregistrarea cheltuielilor cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale (+15 mil lei), calculată la valoarea justă a imobilizărilor corporale la 31 decembrie 2024, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Totodată în anul 2025 cheltuielile cu amortizarea activelor necorporale-CPT suplimentar sunt în valoare de 91 mil lei și prezintă o creștere față de ianuarie-decembrie 2024 (+17 mil lei).

Costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, s-au capitalizat trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Rezultat operațional – activități profit permis

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 463 mil lei în anul 2025, în scădere cu 68 mil lei față de rezultatul în sumă de 531 mil lei realizat în anul 2024, în contextul în care veniturile operaționale sunt diminuate cu suma de 10 mil lei, iar cheltuielile operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu suma de 58 mil lei.

Piața de echilibrare a fost influențată în principal de următoarele elemente:

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- evoluția producției centralelor aflate în perioada de probă;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală;

Pentru anul 2026 cele mai importante elemente care vor avea un impact semnificativ asupra evoluției pieței de echilibrare sunt:

- *contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică,*
- *cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcționării pieței de echilibrare,*
- *evoluția producției solare și eoliene,*

- *evoluția hidraulicității,*
- *evoluția consumului și impactul prosumatorilor asupra pieței de energie electrică,*
- *prognozele de precipitații și de temperatură,*
- *evoluția contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare,*
- *comportamentul participanților la piață.*

Tabel 28: Sinteza cheltuielilor din activități zero-profit

Mil. lei	2025	2024	2023	24/23
Costuri operaționale	(3.382)	(5.489)	2.768	▼ (38%)
Ch. Servicii de sistem	(706)	(524)	499	▲ 35%
Ch. Piața de echilibrare	(2.676)	(4.966)	2.269	▼ (46%)

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o scădere în procent de 1% comparativ cu perioada similară a anului trecut (564 mil lei în anul 2025 față de 571 mil lei în anul 2024), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii, în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 0,2%

Achiziția serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare se efectuează de Companie în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național (DEN), unitate organizațională din cadrul Companiei, care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui ANRE, cu modificările și completările ulterioare.

În perioada ianuarie-decembrie 2025, Compania a contractat energie reactivă de la Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA., conform:

- Deciziei ANRE nr. 2281/2024, privind acordarea derogării pentru operatorul de transport și de sistem la achiziționarea pe bază de piață a serviciului energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în rețea,
- Hotărârilor Transelectrica prin care au fost aprobate prețurile maxime pentru achiziționarea serviciului de sistem energie reactivă aferent reglajului tensiunii în rețeaua electrică de transport;
- realizărilor confirmate de Dispeceratul Energetic Național.

Trebuie precizat faptul că, în concordanță cu tendința constatată pe piața de echilibrare, s-a manifestat o

creștere accentuată a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere începând cu luna mai 2025.

Dacă în primele cinci luni ale anului prețurile medii au oscilat între 15 și 23 lei/hMW, în luna iunie 2025 s-a înregistrat o explozie a valorilor, cu o medie generală de peste 108 lei/hMW. Această creștere nu este justificată nici de modificări semnificative ale cererii sau ofertei, nici de factori tehnici obiectivi, ci reprezintă o modificare bruscă și unilaterală a comportamentului de ofertare al unui grup restrâns de participanți.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare** în anul 2025, a înregistrat o creștere (35%) comparativ cu aceeași perioadă din 2024.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în anul 2025, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRFa la creștere și reducere de putere și un trend de creștere al prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada mai 2025 – august 2025. respectiv un trend de reducere abruptă a prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada septembrie 2025 – decembrie 2025:

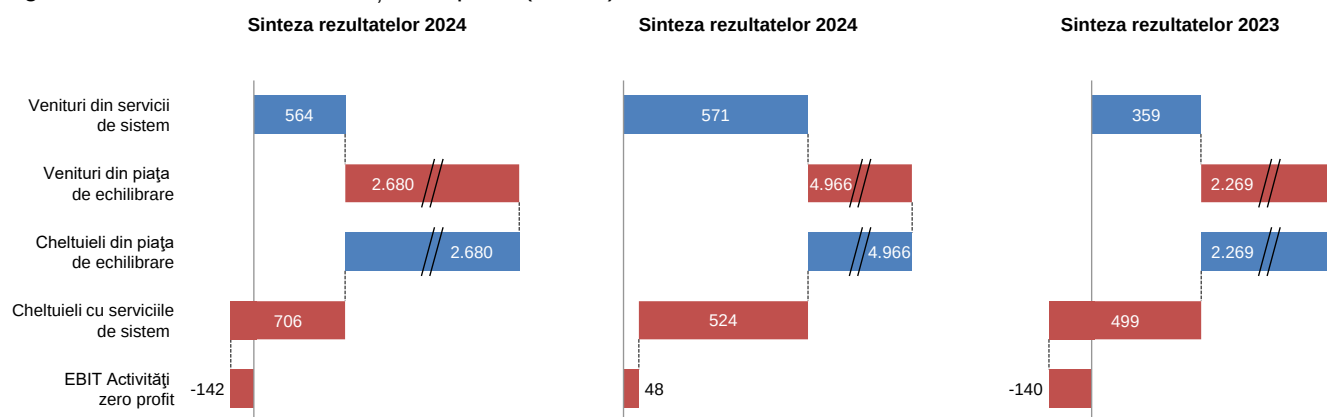
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la creștere – 60,54 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 33,34 lei/hMW,
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la reducere – 62,76 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 23,05 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFm la creștere – 36,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 37,54 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFm la reducere – 32,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 137,11 lei/hMW.

Pentru anul 2026 estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul CNTEE Transelectrica SA, îl vor avea:

- contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică,
- cadrul de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică,
- evoluția prețurilor pe piața de echilibrare,
- cât și comportamentul de piața al participanților înregistrați la piața capacităților de echilibrare.

Rezultat operațional – activități zero profit

EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat rezultat negativ în anul 2025 în sumă de 142 mil lei, Figura 31: Rezultate din activități zero-profit (mil. lei)



Rezultat brut Companie (EBT)

În anul 2025 a înregistrat o scădere în procent de 41% de la 592 mil lei în anul 2024 la 349 mil lei în anul 2025. Precizăm faptul că în anul 2024 compania a

înregistrat venituri conjuncturale de cca 95 mil lei, din litigiul câștigat cu ANAF, venituri ce nu se mai regăsesc în anul 2025.

Rezultatul financiar

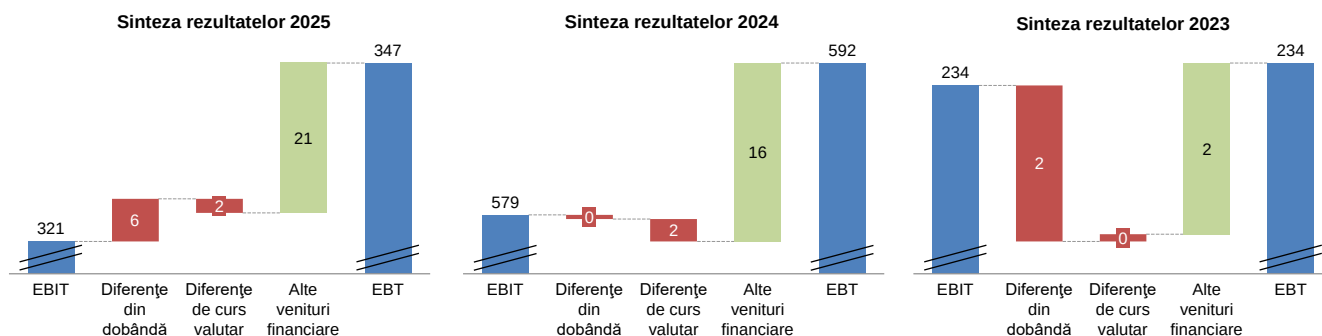
Rezultatul financiar înregistrat în anul 2025 în valoare netă de 28 mil lei, comparativ cu rezultatul de 13 mil lei din aceeași perioadă a anului trecut, a fost influențat în principal de dividendele încasate de la

filialele Opcom SA și Teletrans SA, precum și de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

Tabel 29: Evoluția cursului de schimb valutar la 31 decembrie

Lei	2025	2024	2023		25/24
1 EUR	5,0985	4,9741	4,9746	▲	2,5%
1 USD	4,3417	4,7768	4,4958	▼	(9%)

Figura 32: Rezultate financiare (mil.lei)



Rezultatul net

Scăderea rezultatului net la sfârșitul anului 2025 în valoare de 360 mil lei față de 586 mil lei în anul 2024, este impactată de rezultatul activităților zero profit din perioada analizată, în contextul în care rezultatul activităților cu profit permis a fost diminuat în principal

de scăderea cu 196 mil lei a componentei „Alte venituri”, de ex. venituri conjuncturale care nu s-au mai regăsit în anul 2025 (venituri din ajutoare de avarie, litigul câștigat cu ANAF în anul 2024 etc).

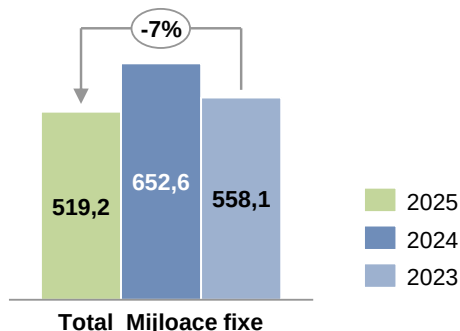
11.2. Bilanț – poziția financiară

Mil. lei	2025	2024	2023	25/24
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	6.182	5.775	5.416	▲ 7%
Imobilizări af. Drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	2	6	14	▼ (64%)
Imobilizări necorporale	259	312	282	▼ (17%)
Imobilizări financiare	88	86	86	▲ 2,5%
Total	6.531	6.179	5.798	▲ 6%
Active circulante				
Stocuri	45	47	51	▼ (5%)
Clienți și conturi asimilate	3.349	3.779	2.116	▼ (11%)
Impozit pe profit de recuperat	12	-	-	—
Numerar și echivalente de numerar	734	672	519	▲ 9%
Total	4.140	4.497	2.686	▼ (8%)
ACTIVE TOTALE	10.671	10.676	8.484	▼ n/a
Capitaluri proprii				
Capital social	733	733	733	▼ n/a
Rezerve	1.900	1.967	2.027	▼ (3%)
Rezultat reportat	3.333	3.115	2.430	▲ 7%
Total	5.966	5.815	5.190	▲ 3%
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi pe termen lung	1	8	32	▼ (81%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire - pe termen lung	-	-	6	—
Alte datorii pe termen lung	1.035	875	879	▲ 18,3%
Total	1.037	883	918	▲ 17%
Datorii pe termen scurt				
Datorii comerciale și alte datorii	3.407	3.862	2.242	▼ (12%)
Împrumuturi pe termen scurt	179	24	25	▲ 638%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri	2	7	9	▼ (65%)
Alte datorii pe termen scurt	80	86	100	▼ (7%)
Total	3.669	3.978	2.376	▼ (8%)
Datorii totale	4.705	4.861	3.294	▼ (3%)
CAPITALURI PROPRII și DATORII	10.671	10.676	8.484	▼ n/a

Active

Activele imobilizate au înregistrat în anul 2025 comparativ cu decembrie 2024, o creștere în sumă de 352 mil lei, determinată în principal, de creșterea valorii nete a imobilizărilor corporale (+408 mil lei).

Figura 33: Valoarea mijloacelor fixe intrate în contabilitate (fără TVA, mil. lei)



Cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 176,8 mil lei;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82,8 mil lei;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordări la Stația 400/220/110 KV București Sud – 70,4 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET Etapa I + Etapa II (H.CA nr.17/2007) – 50 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I și II de finanțare) - 26,6 mil lei;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 20,6 mil lei;
- Relocare/protecții rețea înaltă tensiune 400 kV-LEA 400 kV s.c Urechești-Domnești și LEA 400 kV s.c Brazi Vest-Domnești la intersecția cu Autostrada de Centură București-km 0+000, km 100+900, Lotul 3,

Sector 1, km 85+300, km 100+765-Centura Sud, Sector 2, km:0+00 – 15,3 mil lei.

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în anul 2025 sunt în sumă de 590 mil lei, în scădere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 când achizițiile au fost în sumă de 674,3 mil lei.

Totodată soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 31 decembrie 2025, în sumă de 1.152 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, pentru modernizările stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 318,6 mil lei;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 207 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97,4 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 68,9 mil lei;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 63,4 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 49,5 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fâlcu 1 și CEE 18 MW Fâlcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlp – 44,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 28,4 mil lei;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 23 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 18.900.461;Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 17,8 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 15,3 mil lei;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 13,3 mil lei.

Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing – clădiri

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing. Începând cu 01.10.2020 a intrat în vigoare contractul de închiriere valabil pe o perioadă de 5 ani.

La data de 05.05.2025 a fost semnat Actul Adițional nr. 2 la contractul C232/2020, prelungind în aceleași condiții durata cu 6 luni până la 01.04.2026.

La data de 31 decembrie 2024, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 2 mil lei.

Ultima reevaluare a activelor a fost realizată la 31 decembrie 2023. Astfel, Compania a înregistrat în evidența contabilă rezultatul raportului de reevaluare efectuat de către societatea Appraisal&Valuation divizia de evaluări și consultanță din cadrul NAI România, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din Romania (ANEVAR).

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 31 decembrie 2025 înregistrează un sold de 14,6 mil lei reprezentat de proiectele aflate în derulare, dintre care cele mai semnificative sunt:

- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 6,3 mil lei;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3,7 mil lei;
- Dezvoltare platforma MARI – 3,1 mil lei;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 0,6 mil lei;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 0,4 mil lei.

În anul 2025 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de 36,8 mil lei, din care cele mai importante sunt:

- Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica – 12,9 mil lei;

- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, componentă achiziție servicii de migrare și upgrade, aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 11,5 mil lei;
- Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică – 5,9 mil lei.

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

În anul 2025, s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar, doar în primul trimestru, în sumă de 0,9 mil lei (de natură nemonetară) reprezentând costuri suplimentare cu achiziția de energie electrică în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costul recunoscut în tarif.

Valoarea contabilă netă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 208 mil lei.

Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2025, respectiv 31 decembrie 2024, în valoare de 87,9 mil lei, este reprezentat, în principal:

- de acțiuni deținute de Companie, în valoare netă de 83,4 mil lei;
- de garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1), alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivelor de investiții, astfel:
- LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia) în sumă de 4,2 mil lei;
- LEA d.c. 220 kV Ostrovu Mare RET în sumă de 0,2 mil lei.

Din luna martie 2025 Compania participă cu un aport de 25% la capitalul social al GEKO Power Company Green Energy Corridor Power Company Societate cu Răspundere Limitată, în valoare de 3,7 mil lei.

Asociații fondatori ai companiei de proiect sunt Transelectrica, JSC Georgian State Electrosystem,

AzerEnerji și MVM Energy. Compania va implementa proiectul Coridorul Verde, un cablu submarin de înaltă tensiune în curent continuu, de 1.200 km, care va traversa Marea Neagră și va conecta România și Georgia, conexiunea fiind prelungită și în Ungaria și Azerbaidjan.

De asemenea, în data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre filiala Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – Teletrans S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită (ambele societăți fiind filiale ale Companiei).

Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, filiala Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către filiala Formenerg.

În urma fuziunii celor 2 filiale, titlurile de participare ale Transelectrica deținute la Teletrans au crescut cu 104, concomitent cu diminuarea titlurilor de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.

Active circulante

Activele circulante la 31 decembrie 2025 (4.140 mil lei) au înregistrat o scădere în procent de 8% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2024 (4.497 mil lei), datorată în principal scăderii creanțelor.

Creanțele comerciale înregistrează o scădere cu 6% față de 31 decembrie 2024 (2.702 mil lei la 31 decembrie 2024 comparativ cu 2.535 mil lei la 31 decembrie 2025). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- *clienții din activitatea operațională* care datorită scăderii volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie (trimestrul VI al anului 2025 față de trimestrul IV al anului 2024) au generat un sold mai mic al creanțelor din activitatea operațională (1.884 mil lei la data de 31 decembrie 2025 față de 1.899 mil lei la data de 31 decembrie 2024).
- *clienții – piața de echilibrare* care datorită scăderii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, față de trimestrul IV din anul 2024 a determinat și scăderea cu 25% a soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (502 mil lei la data de 31 decembrie 2025 față de 668 mil lei la data de 31 decembrie 2024).

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, IBEX, MAVIR, Ciga Energy SA, Hidroelectrică, Electrica Furnizare SA, OPCOM, PPC ENERGIE SA, RAAN,

JAO. Ponderea acestora este de 72.22% în total creanțe comerciale.

- *clienții - schema de sprijin*, care au înregistrat o creștere în anul 2025 (+13 mil lei) determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

Compania desfășoară activitățile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009, „*principalele atribuții fiind de colectare lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusurilor*”.

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 145 mil lei, (132 mil lei la 31 decembrie 2024) reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care în principal:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76,70 mil lei, respectiv de la RAAN – 63,46 mil lei și CET Govora SA – 13,23 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3,91 mil lei, respectiv de la RAAN – 1,98 mil lei, și CET Govora – 1,93 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 0,56 mil lei, respectiv de la CET Govora – 0,53 mil lei, Interagro – 0,03 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2020 în sumă de 0,52 mil lei de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,4 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,9 mil lei, Petprod – 4,4 mil lei, Romenergy Industry – 2,7 mil lei, RAAN – 2,4 mil lei, UGM Energy – 1,5 mil lei, CET Govora – 0,9 mil lei, KDF Energy – 0,5 mil lei și alții.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2024 (suma de 8,6 mil lei) de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8,4 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2024, de la următorii producători: Bepco SRL, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Vest Energo.

Alte creanțe la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 245 mil lei au înregistrat o creștere de 6% mil lei și includ în principal:

- debitori diverși (104 mil lei), din care:

- penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 75 mil lei (din care suma de 25,85 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin).

Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de: Romelectro (24,5 mil lei), RAAN (17 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), Electromontaj SA (5,9 mil lei), OPCOM (4,6 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), Multiservice G&G SRL (2,2 mil lei), Petprod (1,9 mil lei), GE Digital Service Europe (1, mil lei), ISPE Proiectare și Consultanță (1 mil lei).

- compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice: Arelco Power (0,99 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei) și Next Energy Partners (8,39 mil lei).
- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.
- sume primite cu caracter de subvenție 31 mil lei (9,9 la 31 decembrie 2024) aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 8,7 mil lei reprezentate în principal de CPT (5,7 mil lei), polițe asigurări (1,7 mil lei) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 3 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților, sume ce urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de

Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansurile către furnizori achitate la 31 decembrie 2025 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 372 mil lei au scăzut semnificativ față de decembrie 2024 când au fost în sumă de 770 mil lei.

Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (pentru ICP – Interim Coupling Project, SIDC - Single Intraday Coupling, SDAC - Single Day-ahead Coupling și IDA - "IntraDay Auction") (MAVIR – 303,2 mil lei, IBEX – 56,2 mil lei și JAO – 12,9 mil lei).

TVA de recuperat în sumă de 393 mil lei este aferentă deconturilor pentru perioada septembrie-decembrie 2025, din care până la data prezentului raport, s-a încasat suma de 267 mil lei reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare pentru perioada septembrie - noiembrie 2025.

Ajustările de depreciere existente în sold la 31 decembrie 2025, calculate pentru creanțe comerciale și penalitățile aferente, sunt în valoare de 196 mil lei. Cele mai mari sunt înregistrate pentru JAO (30,8 mil lei), CET Govora (24,6 mil lei), Romelectro (24,5 mil lei), Arelco Power (14,5 mil lei), Total Electric Oltenia SA (14,2 mil lei), Romenergy Industry (135 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), OPCOM (9,1 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners (8,4 mil lei)

Capitaluri proprii și datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 1.037 mil lei la data de 31 decembrie 2025 au înregistrat o creștere în procent de 17% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2024 care era în sumă de 883 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 decembrie 2025 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2024 (-6 mil lei) în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

Totodată, valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat comparativ cu aceeași perioadă a anului trecut o creștere de la 24,3 mil lei înregistrată la 31 decembrie 2024 la 179,4 mil lei înregistrată la 31 decembrie 2025.

Compania are încheiat un contract de credit cu Banca Comercială Română pentru o perioadă de 12 luni, pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub formă de descoperit de cont, în sumă de 175 mil lei, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință

ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0% și un comision de 0,088%.

La data de 31 Decembrie 2025 linia de credit este utilizată în proporție de 99% .

Datoriile pe termen scurt au înregistrat scădere în procent de 8%, de la 3.978 mil lei la 31 decembrie 2024 la 3.669 mil lei la 31 decembrie 2025, în principal pe fondul creșterii împrumuturilor pe termen scurt.

Impact în evoluția datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au scăzut cu 570 mil lei și înregistrează sold în sumă de 1.683 mil lei la 31 decembrie 2025 față de 2.253 mil lei la decembrie 2024.

Această dinamică a fost influențată în principal de:

- scăderea *soldului datoriilor aferente activității operaționale* cu 417 mil lei influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă pentru cuplarea pieței de energie electrică. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacități și energie, au fost puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrică SA, Electrica Furnizare SA, Bursa Română de Mărfuri, Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București, OPCOM, CIGA Energy SA, Joint Allocation Office. La 31 decembrie 2025, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 81,53% (86,30% la 31 decembrie 2024).

- *scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"* cu 194 mil lei a fost determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, comparativ cu trimestrul IV al anului 2024.

- *creșterea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)* cu 35 mil lei a fost determinată de creșterea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2025, față de luna decembrie 2024.

- **furnizorii de imobilizări** au crescut cu 180 mil lei datorită achizițiilor de imobilizări care au fost receptionate spre finalul anului, dar pentru care termenul de plată este în anul 2026,
- **furnizori alte activități** au scăzut cu un procent de 16% (-13 mil lei), scădere reprezentată în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o scădere față de 31 decembrie 2024.
- **"alte datorii"** au scăzut cu 4% (-55 mil lei), de la soldul de 1.372 mil lei în 31 decembrie 2024 la 1.323 mil lei în 31 decembrie 2025.

Structura "**alte datorii**" se prezintă, astfel:

- **creditori diverși** în sumă de 235 mil lei (au scăzut cu 150 mil lei față de 31 decembrie 2024) și sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie (205 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (26,2 mil lei), redevență trim IV 2024 (1,9 mil lei), și altele (1,2 mil lei)

- **clienți creditori** la data de 31 decembrie 2025 în sumă de 672 mil lei (au scăzut cu 163 mil lei față de 31 decembrie 2024) și reprezintă în principal sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț în valoare de 667,5 mil lei (*ICP (Interim Coupling Project)*, *SIDC (Single Intraday Coupling)*, *SDAC (Single Day-ahead Coupling)*, *FBMC (Flow Based Market Coupling)* și *IDA (Intra Day Auction)*), de la: BRM (412 mil lei), IBEX (152 mil lei), MAVIR (68 mil lei), OPCOM (36 mil lei) și JAO (1 mil lei)
- **dividendele cuvenite acționarilor Companiei** și neplătite la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 0,6 mil lei, se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 2,3 mil lei,
- **alte datorii pe termen scurt** în sumă de 407 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 373 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 34 mil lei.
- **Capitaluri proprii**

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere la 31 decembrie 2025 în procent de 3% (+151 mil lei).

Astfel capitalurile proprii la sfârșitul anului 2025 sunt în valoare de 5.966 mil lei față de 5.815 mil lei la 31 decembrie 2024.

Tabel 30: Fluxul de numerar

Mil lei	2025	2024	2023		25/24
Activitatea operațională					
Flux de numerar înaintea modificărilor capitalului circulant	710	795	630	▼	(84,7)
Modificări ale capitalului circulant	156	50	76	▲	106,3
Dobânzi și impozite plătite	(45)	(31)	(36)	▼	(13,4)
Numerar net din activitatea operațională	822	813	670	▲	8,2
Activitatea de investiții					
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(682)	(674)	(439)	▼	(7,2)
Încasări din activitatea de investiții	44	53	125	▼	(8,5)
Titluri de participare deținute la SELENE CC	0,0	0,0	0,2	▼	-
Titluri de participare deținute la GECO Power Company Corridor Power Company SRL (cont 2655)	(3,8)	0,0	0,0	▼	(3,8)
Dividende încasate	23	16	2	▲	7,4
Numerar utilizat în activitatea de investiții	(618)	(606)	(312)	▼	(12,1)
Activitatea de finanțare					
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	-24	(24)	(24)	▼	(0,26)
Rambursări împrumuturi pe termen scurt	0	0	(68)	▼	-
Plăți leasing clădire	-11	(11)	(11)	▼	(0,17)
Dividende plătite	-279	(20,6)	(52)	▼	(258,2)
Numerar utilizat în activitatea de finanțare	(314)	(55)	(154)	▼	(258,6)
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(110)	152	204	▼	(262,5)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	672	519	315	▲	152,2
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul anului	561	672	519	▼	(110,3)

Tabel 31: Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicator	Formula de calcul	2025	2024	2023
Indicatori de profitabilitate				
EBITDA în total vânzări	<u>EBITDA</u> Cifra de afaceri	13%	12%	12%
EBITDA în capitaluri proprii	<u>EBITDA</u> Capitaluri proprii	12%	16%	11%
Rata profitului brut	<u>Profit brut</u> Cifra de afaceri	6%	8%	5%
Rata rentabilității capitalului	<u>Profit net</u> Capitaluri proprii	6%	10%	4%
Indicatori de lichiditate				
Indicatorul lichidității curente	<u>Active circulante</u> Datorii pe termen scurt	1,13	1,13	1,13
Indicatorul lichidității imediate	<u>Active circulante-Stocuri</u> Datorii pe termen scurt	1,12	1,12	1,11
Indicatori de risc				
(1) Indicatorul gradului de îndatorare*	<u>Capital împrumutat</u> Capitaluri proprii	3,07%	0,67%	1,38%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare*	<u>Capital împrumutat</u> Capital angajat	2,98%	0,66%	1,36%
Rata de acoperire a dobânzii %	<u>EBIT</u> Cheltuieli cu dobânda	58,46	80,38	29,60
Indicatori de activitate				
Viteza de rotație a debitelor – clienți	<u>Sold mediu clienți** x nr.zile</u> Cifra de afaceri	71,20	51,58	79,37
Viteza de rotație active imobilizate	<u>Cifra de afaceri</u> Active imobilizate	0,84	1,23	0,80

* În cadrul indicatorilor gradului de îndatorare, capitalul împrumutat conține împrumuturile pe termen scurt, împrumuturile pe termen lung și alte împrumuturi/datorii asimilate pe termen scurt și lung aferente leasing-ului clădiri conform IFRS16.

**S-au luat în considerare la calcularea soldului mediu clienților care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților: incerți, din mecanismul de cuplare piețe, schema de cogenerare și supracompensarea, nu au fost incluse în soldul mediu.

Tabel 32: Indicatori de performanță - Plan de administrare, conform AGA nr.13/22.12.2025

Obiectiv/Indicatori de performanță DIRECTORAT conform Hotarare AGA nr. 13/22.12.2025

Nr. crt.	Denumire indicatori	U.M.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat 2025	Țintă 2025	Grad de indeplinire
Indicatori financiari						
1	Rata cheltuielilor de capital	%	5,00%	6,48%	5,57%	5,00%
2	Realizarea Planului Anual de Investiții în procentele enunțate din Planul de Investiții aprobat de AGA	%	10,00%	104,91%	91%	10,00%
3	Rata de plată a dividendelor (în conformitate cu prevederile OG 64/2001)	%	25,00%	-	50%	25,00%
4	Rata lichidității curente	nr	25,00%	1,13	1,04	25,00%
5	Rata de rotație a activelor	nr	5,00%	0,52	0,52	5,00%
6	Rentabilitatea activelor ROA	%	5,00%	3,37%	2,05%	5,00%
TOTAL INDICATORI FINANCIARI			75,00%			75,00%
Indicatori nefinanțari						
1	Realizarea Planului Anual de Mentenanță	%	10,00%	97%	90%	10,00%
2	Numărul mediu de ore de formare per angajat	nr	3,00%	22,82	18,00	3,00%
3	Numărul de instruiți în materie de siguranță	nr	3,00%	5,00	5,00	3,00%
4	Număr de reuniuni, Comitet Directorat	nr	3,00%	66	38	3,00%
5	Consumul intern de energie electrică	MW	3,00%	46.204	46.400	3,00%
6	Diferența de remunerare sex feminin versus sex masculin	%	3,00%	5,08%	0,50%	-
TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI și NECOMERCIALI			25,00%			22,00%
TOTAL INDICATORI			100,00%			97,00%

Obiectiv/Indicatori de performanță CS conform Hotarare AGA nr. 13/22.12.2025

Nr. crt.	Denumire indicatori	u.m.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat 2025	Țintă 2025	Grad de indeplinire
Indicatori financiari						
1	Rata de acoperire a Dobânzii	nr	20,00%	205	4,00	20,00%
2	Plăți restante la Bugetul de Stat	lei	15,00%	0,0	0%	15,00%
3	Reducerea Arieratelor	lei	15,00%	0,0	0%	15,00%
TOTAL INDICATORI FINANCIARI			50,00%			50,00%
Indicatori nefinanțari						
1	Rata de retenție a clienților	%	5,00%	100%	100,00%	5,00%
2	Scorul de satisfacție al clienților	%	5,00%	98%	75%	5,00%
3	Numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere	nr	15,00%	24	10	15,00%
4	Număr de reuniuni ale Comitetelor	nr	15,00%	17	10	15,00%
5	Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor	%	10,00%	DA	DA	10,00%
TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI			50,00%			50,00%
TOTAL INDICATORI			100,00%			100,00%

12. Tarife reglementate pentru transportul energiei electrice

Cadru general

Modelul de reglementare a tarifelor de transport aplicat în prezent în România este venit plafon (eng. "revenue cap").

Modelul presupune reglementarea venitului total permis operatorului rețelei de transport și include ca obiective asigurarea premiselor necesare operării eficiente a serviciului de transport și menținerii viabilității financiare a operatorului pentru remunerarea adecvată a finanțatorilor și menținerea accesului la finanțare.

Modelul conține mecanisme de stimulare a eficienței operaționale și un cadru de rentabilitate financiară bazat pe controlul investițiilor realizate de operator (baza activelor reglementate) și o rată de rentabilitate reglementată stabilită pe baza estimării costului mediu de finanțare al operatorului.

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (în prezent 5 ani), pe durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor² și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor. Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

În cadrul unei perioade de reglementare tarifele sunt revizuite cu frecvență anuală și rămân valabile pentru perioade de 12 luni de la data aprobării (ani tarifari).

Diferențele între valorile prognozate și cele efective ale parametrilor de calcul al tarifului pentru un anumit an tarifar sunt compensate prin intermediul unor corecții ex-post implementate în tarifar în anii tarifari subsecvenți sau la începutul perioadei de reglementare imediat următoare.

În cazul anumitor componente specifice ale bazei de costuri reglementate ce se află sub incidența unor plafonări, depășirea nivelului prognozat al respectivelor costuri nu este compensată. De asemenea în cazul anumitor componente de cost, economiile realizate sunt parțial reținute de Transelectrica.

Setul de parametri de calcul este aprobat de ANRE și include:

- costurile cu operarea curentă a serviciului: costuri de operare și mentenanță controlabile și necontrolabile, consumul propriu tehnologic, congestiile interne de rețea, costurile și veniturile aferente mecanismului de compensare financiară a tranzitelor de energie electrică în cadrul ENTSO-E;
- costurile cu dezvoltarea serviciului: investițiile planificate în rețeaua de transport, programul de amortizare bazat pe durate de serviciu reglementate, rentabilitatea capitalului investit stabilită pe baza unei rate de rentabilitate reglementată aplicată bazei activelor reglementate;
- cantitatea de energie electrică tarificabilă.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie electrică activă introduse/extrase din rețelele electrice publice de pe teritoriul României, cu excepția importurilor/ exporturilor.

Transelectrica percepe tarifar de transport pentru injectia în rețelele electrice publice (componenta tarifară TG) și pentru extracția din rețelele electrice publice (componenta tarifară TL).

TG nu se aplică la energia electrică produsă de centralele electrice cu capacitate instalată mică, de până la 5 MW. De asemenea TG nu se aplică la energia electrică importată. TL nu se aplică la energia electrică exportată.

² Metodologia aplicată în prezent este cea aprobată prin ordinul ANRE nr. 68/2024 cu modificările și completările ulterioare.

Tarife valabile în anul 2025

I) Tariful de transport aplicat în anul 2025

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.99/2024, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G) și de extragere a energiei

Tabel 33: Tarif transport

Transportul energiei electrice	u.m.	Tarif aplicat în anul 2024	Tarif în vigoare de la 1 ianuarie 2025 conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(4)/(3)
T_G (componenta de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,82	3,29	-13,87%
T_L (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	27,72	33,03	19,16%

Începând cu data de 1 ianuarie 2025 s-a eliminat noțiunea de “tarif mediu de transport”.

Până la data de 1 ianuarie 2025, ANRE aproba o valoare medie a tarifului de transport și valorile tarifelor de injecție în rețea T_G (tarif plătit de producători) și de extracție din rețea T_L (tarif plătit de consumatori). În derularea contractelor de transport se aplică doar tarifele T_G și T_L.

Tariful mediu de transport avea doar o valoare indicativă și reprezenta un indicator al evoluției în timp

Tabel 34: Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)

Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)	3,29	0,45

Tabel 35: Tarif de extracție a energiei electrice din rețeaua de transport (TL)

Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat nonCPT (CT_nonCPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)	24,01	7,73	1,29

De asemenea, în baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.68/2024, ANRE a aprobat prin Ordinul nr.99/2024, valorile planurilor de investiții anuale ale CNTEE „Transelectrica” S.A. corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare (2025 - 2029), defalcate pe surse de finanțare cât și valoarea minimă obligatorie pentru totalul investițiilor realizate din surse

electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, conform tabelului de mai jos:

a tarifului de transport în ansamblul acestuia indiferent de modul de alocare a costurilor pe cele două tarife TG și TL.

Componentele tarifare ce alcătuiesc tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, sunt prezentate în tabelele de mai jos:

propriu pentru perioada a V-a de reglementare și valorile minime obligatorii pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare, pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A, conform tabelelor de mai jos:

Tabel 36: Valorile planurilor de investiții anuale, perioada a V-a de reglementare, defalcate pe surse de finanțare

Sursa de finanțare	U.M	Total	2025	2026	2027	2028	2029
Fonduri proprii ¹	lei	1.519.247.619	160.578.744	183.502.139	219.155.662	487.452.699	468.558.375
Venituri din alocare capacitate transfrontaliera	lei	415.251.209	129.807.692	91.873.571	33.211.246	141.047.120	19.311.580
Fonduri nerambursabile ²	lei	1.038.824.182	30.441.599	49.487.165	340.002.866	395.407.522	223.485.030
TOTAL	lei	2.973.323.010	320.828.036	324.862.875	592.369.774	1.023.907.341	711.354.984

Pentru Fonduri proprii¹ valoarea Ratei Reglementate a Rentabilității (RRR) capitalului investit, exprimată în termeni reali, înainte de impozitare, pentru perioada a V-a de reglementare este de 6,94% (stabilită prin Ordinul ANRE nr.55/2024);

În legătură cu fondurile nerambursabile² se aplică un stimulent de 0,5 puncte procentuale peste rata reglementată a rentabilității pentru mijloacele fixe aferente investițiilor în RET realizate din fonduri proprii în cadrul unor proiecte cofinanțate din fonduri europene nerambursabile, puse în funcțiune în perioada a V-a de reglementare. Acesta se va acorda la efectuarea corecției costurilor de capital de aferente

perioadei a V-a de reglementare, conform prevederilor Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice.

Valoarea minimă obligatorie pentru totalul investițiilor realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare și valorile minime obligatorii pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare, pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A.

	U.M	Total	2025	2026	2027	2028	2029
Valoarea minimă obligatorie pentru investițiile realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare (termeni reali 2024)	lei	1.374.845.978	-	-	-	-	-
Valoarea minimă obligatorie pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii pentru fiecare an al perioadei a V-a de reglementare (termeni reali 2024) ³	lei	1.291.360.576	136.491.933	155.976.818	186.282.312	414.334.794	398.274.618

³În situația în care valoarea investițiilor în rețea realizate din surse proprii depășește valoarea minimă obligatorie a acestora, ANRE aplică la valoarea depășită un

stimulent în valoare de 1% peste valoarea RRR aprobată.

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice

În baza prevederilor Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.68/2024, ANRE a aprobat prin Ordinul nr.74/2025 valorile tarifelor pentru serviciul de transport al energiei Tarif de introducere a energiei electrice din rețele (TG)

electrice valabile de la 1 ianuarie 2026, precum și valorile planurilor de mentenanță anuale aferente perioadei a V-a de reglementare, conform tabelelor de mai jos:

Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)	3,63	0,45

Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat nonCPT (CT_nonCPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)	36,45	25,60	9,14	1,71

Valorile planurilor de mentenanță anuale ale Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare:

U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Lei (termeni reali 2024)	164.248.986	196.860.631	202.172.804	188.729.523	180.194.101

Alte elemente cheie din cadrul veniturilor liniarizate aprobate de ANRE pentru perioada V de reglementare (2025-2029) au fost recalculat în urma realizării corecției aferente anului 2024 și cun prezentare mai jos:

- Valoarea reglementată estimată BAR la 31.12.2024 (01.01.2025) – 3.397.905.097 lei.
- Valorile costurilor de operare și mentenanță controlabile pentru fiecare an al perioadei a V-a de reglementare, sunt prezentate în tabelul următor:

OPEX Controlabil	U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Costuri supuse eficienței*	lei	298.675.558	295.688.802	292.731.914	289.804.595	286.906.549
Costuri de personal	lei	415.993.878	436.793.572	458.633.251	481.564.913	505.643.159
Costuri cercetare - dezvoltare	lei	-	1.250.000	1.250.000	1.250.000	1.250.000

*Conform Art.6 din cadrul Ordinului ANRE nr.74/2025, până la data de 1 martie 2026, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. are obligația de a transmite Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, pentru anul 2026, defalcarea costurilor de operare și mentenanță controlabile supuse eficienței, care stau la baza fundamentării tarifelor aprobate prin prezentul ordin, pe categoriile „Costuri cu mentenanța” și „Alte costuri”.

Țintele CPT aprobate de ANRE pentru perioada a V-a de reglementare sunt prezentate în tabelul de mai jos. Prețul de achiziție ex-ante a energiei electrice pentru acoperirea CPT în perioada V-a de reglementare, aprobat de ANRE, este în valoarea de 584,81 lei/MWh (termeni reali 2024). Acest preț poate fi regularizat în funcție de evoluția prețurilor pe piața de energie.

	U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Țintă CPT	%	2,28	2,26	2,24	2,21	2,19

II) Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în anul 2025

Prin Ordinele ANRE nr. 57/2024, nr. 21/2025 și nr. 60/2025 s-au aprobat tarifele pentru achiziția serviciilor

de sistem practicate de CNTEE Transelectrica SA valabile în anul 2025, conform celor de mai jos:

Serviciul de sistem	U.M	Tarif în vigoare	Diferență (%)
Ordin nr. 57/2024 (1 ianuarie - 31 mai)	lei	11,51	-
Ordin nr. 21/2025 (1 iunie – 31 august)	lei	7,04	-38,81%
Ordin nr. 60/2025 (1 septembrie – 31 decembrie)	lei	12,79	+81,69%

Ajustările în sens negativ și pozitiv ale tarifului începând cu data de 1 iunie 2025, respectiv 1 septembrie 2025, s-au efectuat în baza îndeplinirii prevederilor Art.22 și Art.23 din cadrul *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, articolele menționate prevăd următoarele:

- **Art.22** Pentru evitarea înregistrării ulterioare a unui nivel semnificativ al corecțiilor datorate modificării prețurilor de achiziție și/sau a cantităților de servicii de sistem achiziționate prevăzute la art. 2, OTS are obligația să calculeze, pentru trimestrul I, respectiv pentru semestrul I al unei perioade tarifare t-1,

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tariful pentru achiziția serviciilor de sistem

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2026. Având în vedere cele menționate mai sus și în urma analizării elementelor de fundamentare a tarifului, ANRE a emis Ordinul nr.73/2025, prin care se aprobă tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicabil de la 1 ianuarie 2026, în valoare de 14,70 lei/MWh.

diferența dintre veniturile și costurile realizate și cele prognozate, la care se adaugă valoarea corecțiilor neefectuate aferente perioadei/perioadelor anterioare, și să transmită calculul la ANRE la data de 1 mai, respectiv la data de 1 august a anului t-1;

- **Art.23** În cazul în care OTS constată că valoarea determinată conform prevederilor art. 22 prezintă o variație mai mare de „5% din veniturile prognozate pentru aceeași perioadă, acesta este obligat să transmită la ANRE și solicitarea de revizuire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, care va include valoarea determinată conform prevederilor art. 22, cu valabilitate până la sfârșitul perioade tarifare.

13. Litigii

Cele mai importante litigii cu impact asupra Companiei sunt prezentate în cele ce urmează:

- **RAAN**

În dosarul nr. **9089/101/2013**, la data de 19.09.2013, Tribunalul Mehedinți a dispus deschiderea procedurii generale a insolvenței împotriva RAAN.

La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinți a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activități Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociații SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului-verbal din 28.02.2014.

La data de 14.06.2016, s-a dispus deschiderea procedurii falimentului împotriva RAAN.

CNTEE Transelectrica SA a formulat contestație la tabelul suplimentar de creanțe, care a făcut obiectul dosarului nr. 9089/101/2013/a152 împotriva debitoarei RAAN, întrucât lichidatorul judiciar nu a înscris o creanță în valoare de 78.096.209 lei pe motiv că "aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN." Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096.209 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013. S-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe, Tribunalul Mehedinți încuviințând proba cu expertiza contabilă. Prin Hotărârea 163/20.06.2019, soluția Tribunalului Mehedinți: s-a admis excepția decăderii. S-a admis în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950.117,14 lei creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. S-a respins în rest cererile conexate. În temeiul art. 453 al. 2 C. pr. civ. obligă pârâta să plătească reclamantei 1.000 lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată în ședință publică. Document Hotărâre 163/20.06.2019. Transelectrica a declarat apel în termenul legal. La termenul din 06.11.2019, Curtea de Apel Craiova a dispus respingerea apelului Transelectrica, ca nefondat. Decizie definitivă. Hotărâre 846/06.11.2019.

În dosarul de faliment al RAAN înregistrat sub nr. 9089/101/2013, CNTEE Transelectrica SA a fost înscrisă la masa credală cu următoarele creanțe: 19.113.256 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare: **25.03.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.516.707 lei.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte dosare aflate în diferite stadii de judecată. Acțiuni ale RAAN împotriva CNTEE Transelectrica SA derivând din contractul nr. C137/08.04.2011.

Dosarul nr. **28460/3/2017** - Obiectul dosarului: obligarea subscrisei la plata sumei totale de 12.346.063 lei. Soluția CAB 27.09.2021: Suspendă judecata apelului până la soluționarea definitivă a dosarelor nr.28458/3/2017, nr.26024/3/2015. Soluția din data de 23.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de repunere a cauzei pe rol. Menține suspendată judecata apelului. La termenul din data de 20.05.2024 a fost admis apelul, s-a schimbat sentința apelată în sensul că: a fost admisă cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 12.346.063,10 lei, reprezentând debit principal și penalități, cu drept de recurs. Hotărâre 806/20.05.2024. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Dosarul nr. **3694/3/2016** - Pretenții 15.698.721,88 lei. Termen de judecată la data de 08.11.2021: cauza a fost suspendată până la soluționarea definitivă a Dosarelor nr. 26024/3/2015 și nr. 28458/3/2017. Soluția 03.06.2024: s-a admis apelul, s-a schimbat în tot sentința apelată, în sensul că: s-a admis cererea de chemare în judecată. A fost obligată pârâta să plătească reclamantei suma de 12.727.101,99 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.917.619,81 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturi serie SRTF, cu drept de recurs. Hotărâre 898/03.06.2024. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din data de 16.10.2025 ICCJ respinge recursul declarat de recurenta-pârâtă Compania

Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva deciziei civile nr. 898 A din 3 iunie 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. Definitivă.

Suma de 15.698.722 lei a fost achitată de Companie în iunie 2024.

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosarul nr. **2494/115/2018****, înregistrat pe rolul Tribunalului Caraș Severin.

Obiectul dosarului: Prin cererea de chemare în judecată, reclamantul Municipiul Reșița solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata următoarelor sume: 2.129.765,86 lei, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018; dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Soluția Tribunalului CS: Suspendă judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, prin Primar, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenții, în temeiul art. 413 alin.(1) pct.1 C.pr.civ. Cu recurs cât timp durează suspendarea cursului judecării procesului, la instanța ierarhic superioară. Document: Încheiere - Suspendare 22.03.2021.

Suspendarea judecării cauzei s-a dispus până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 3154/115/2018* al Tribunalului Caraș Severin.

La termenul din data de 02.03.2023 s-a suspendat judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenții. Cu drept de recurs pe toată durata suspendării judecării.

La termenul din 27.06.2024 s-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe notele de sedință, aflate la filele 172-174, depuse de către pârâta Transelectrica SA. S-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe precizările depuse de către reclamantul Municipiul Reșița ca urmare a cererii formulate de către expert.

În data de 19.09.2024 s-a încuviințat cererea reclamantului de amânare a cauzei și s-a dispus comunicarea către acesta a unui exemplar al raportului de expertiză. S-a prorogat discutarea cu privire la onorariul definitiv al raportului de expertiză după studierea acestuia de către ambele părți. S-a amânat judecarea cauzei, față de lipsa raportului de expertiză, la data de 10.10.2024.

În data de 10.10.2024 s-a stabilit în sarcina reclamantei și pârâtei să plătească fiecare câte 1000 lei onorariu expert, s-a dispus efectuarea unui supliment de expertiză.

La termenul din 12.12.2024 s-a acordat un nou termen de judecată în vederea studierii raportului suplimentar de expertiză și formularea eventualelor obiecțiuni, de către reprezentanții părților. S-a amânat judecarea cauzei la termenele 13.02.2025, 20.02.2025 și ulterior la 27.02.2025.

La termenul din 27.02.2025, instanța a respins excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica. A calificat excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. A respins cererea de chemare în judecată formulată de pârâta Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

La termenul din data de 29.05.2025 a fost admisă cererea de completare a dispozitivului sentinței civile nr. 150/27.02.2025, pronunțată de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** formulată de pârâta Transelectrica. S-a dispus completarea dispozitivului cu următoarea dispoziție: a fost obligată reclamanta să plătească pârâtei suma de 2500 lei cheltuieli de judecată constând în onorariu expert. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

Mun. Reșița a declarat apel. Termen fixat în data de **21.04.2026**.

• **ANAF**

ANAF a emis titlul executoriu nr. 13540/22.08.2017 în baza căruia au fost executate obligațiile suplimentare de plată stabilite prin Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

Compania a solicitat anularea titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017 la Curtea de Apel – dosar nr. **7141/2/2017**. Soluția pe scurt: Admite excepția necompetenței materiale a Curții de Apel București – SCAF. Declină în favoarea Judecătoriei Sector 1 București competența materială de soluționare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunțată în ședință publică din 08.02.2018. Document: Hotărâre nr.478/2018 din 08.02.2018.

În urma declinării competenței, pe rolul Judecătoriei Sector 1 a fost înregistrat **dosarul nr. 8993/299/2018** prin care Compania a contestat executarea silită pornită în temeiul titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017, care are la bază Decizia de

impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 emisă de ANAF - Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili

Solutia pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulate de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a **dosarului nr. 1802/2/2018**, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. Pronunțată în ședință publică. Document: Încheiere - Suspendare 17.04.2018.

S-a reluat judecarea cauzei iar la termenul din data de 10.10.2024 pentru comunicarea înscrisurilor depuse la dosar de către contestatoare către intimată a fost amânată judecarea cauzei la data de 21.11.2024 și ulterior pentru 06.03.2025, 17.04.2025, 19.06.2025, 02.10.2025, 13.11.2025, 04.12.2025, 19.02.2026. Următorul termen de judecată în data de **23.04.2026**.

• **CONAID COMPANY SRL**

Obiectul dosarului nr. **36755/3/2018** este Constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012 și pretenții în valoare de 17.216.093,43 lei, paguba suferită și 100.000 euro, contravaloare beneficiu nerealizat estimat.

La termenul din 03.01.2024 TMB admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel în 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 4/2024.

Conaid Company SRL a declarat apel cu termen de judecată fixat în data de 27.03.2025. La termenul din 27.03.2025 instanța admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă.**

Pentru suma de 17.216.093 lei CNTEE Transelectrica a constituit provizion în martie 2019.

• **OPCOM**

Dosar nr. **22567/3/2019** - Obiectul dosarului: acțiune în pretenții pe dreptul comun.

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr.

19533/29.07.2016, reprezentând contravaloare TVA, aferent aportului adus de catre CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societatii OPCOM SA, emisa în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții “Electricity Market Project”.

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778,27 lei aferenta facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 si TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019 reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

Suspendă judecata cauzei până la soluționarea definitivă a dosarului 31001/3/2017, având ca obiect acțiune în anulare hotărâre AGA Opcom (în care Transelectrica nu este parte și în care la data de 01.02.2021 s-a dispus respingerea apelurilor declarate, soluția fiind definitivă).

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare, care se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 3021/03.12.2021. Până în prezent hotărârea pronunțată în acest dosar nu a fost redactată. După redactarea și comunicarea Sentinței Civile nr. 3021/03.12.2021, Compania va putea declara apel împotriva acestei hotărâri. Transelectrica a declarat apel.

Solutia CAB conform Hotărâre nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în 30 zile de la comunicare. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. . În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou **22567/3/2019*** cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 24.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025,

pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Dosar nr. **24242/3/2021** - Tribunalul București Secția a VI-a Civilă - Obiectul dosarului: Reclamanta OPCOM solicită constatare nulitate act – aport în natură.

În data de 07.11.2023 Solutia TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată. Cu drept de a formula apel, în termen de 30 zile de la comunicare pentru părți, Hotărâre 2600/07.11.2023.

OPCOM a declarat apel. La termenul din 13.03.2025, CAB respinge apelul ca nefondat. Obligă reclamanta (OPCOM) la plata către stat a sumei de 179.550,57 lei reprezentând taxa judiciară de timbru. OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosarul nr. **44380/3/2024** are ca obiect: pretenții și încheiere act adițional pentru suma de 2.914.065,21, cval. servicii calculare drepturi de incasat și obligații de plată ale tranzacțiilor realizate de PRE și PPE + doabanda legală. Termen de judecată: **05.05.2026.**

• CURTEA DE CONTURI

În perioada septembrie 2023 – ianuarie 2025, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Tema auditului de conformitate a fost „situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2020-2022” la CNTEE Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării misiunii de audit, Departamentul IV al Curții de Conturi a României a emis Raportul de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025, aprobate prin Hotărârea Plenului nr. 47/23.01.2025, prin care au fost stabilite un număr de 17 recomandări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (**dosar nr. 5244/2/2025**) prin care a solicitat următoarele:

- a) anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- b) anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- c) suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- d) cheltuieli de judecată.

La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată. Cu recurs în 5 zile de la comunicare, calea de atac urmând a se depune la Curtea de Apel București - Secția a VIII-a CAF. Pronunțată azi, 14.10.2025, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 1342/2025 14.10.2025.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecătorească Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanța respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecătorească Pavelescu Silvia.

Termen de judecată: **31.03.2026**

• ALTELE

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Total Electric Oltenia SA - valoare 14.085.415,27 lei, Regia

Autonomă de Activități Nucleare, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL - valoare 3.515.687,51 lei, CET Bacău, CET Govora - valoare 28.200.440,31 lei, Nuclearelectrica- valoare 1.290.533.156 lei+dobanda, CET Brașov - valoare 4.303.741,44 lei, Elsaco Energy SRL - valoare 9.198.673,80 lei, Arelco Power SRL - valoare 20.996.030,49 lei, Menarom PEC SA Galați - valoare 1.195.792,13 lei, Romelectro SA, Transenergo Com SA - valoare 6.850.000,98 lei, ENNET GRUP SRL, PET Communication - valoare 3.093,205,83 lei, ISPE, Grand Voltage SRL - valoare 8.331.444,60 lei, EXPLOCOM GK SRL -valoare 2.287.992 lei, Next

Energy Partners - valoare 8.395.132,23 lei + dobanda legala, SC ENOL GRUP SA - valoare 3.277.527,03 lei, Aderro GP Energy și alții).

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cu privire la contractele de mandat încheiate între Companie și aceștia. Pentru aceste litigii, Compania are constituit proizion.



**Raport
Guvernanță corporativă și
responsabilitate socială**



14. Guvernanță corporativă

Regulamentul de guvernanță corporativă

Odată cu listarea acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București („BVB”), Compania și-a însușit principiile din cadrul Codului de Guvernanță Corporativă al BVB. În conformitate cerințele BVB, Transelectrica a făcut public investitorilor Regulamentul de Guvernanță Corporativă al Companiei revizuit.

Obiectivul îl reprezintă îmbunătățirea și consolidarea elementelor și principiilor guvernanței corporative pentru protejarea acționarilor și a drepturilor acestora și pentru conformarea cu cerințele de transparență.

Regulamentul de Guvernanță Corporativă reprezintă un instrument extrem de important pentru Companie și are, în special, scopul de a reuni într-un singur document, într-o formă sintetică, principalele reguli și reglementări existente și deja aplicate de către Companie. Elementele centrale ale acestui Regulament de Guvernanță Corporativă sunt accesul la informații al investitorilor și protejarea drepturilor acționarilor.

Compania a adoptat o cultură transparentă și un model eficient de guvernanță corporativă, documentele-suport interne în materie, dar și comportamentul Companiei, sunt aliniate la noile cerințe impuse de Codul de Guvernanță Corporativă al BVB. Obligațiile de raportare în conformitate cu Noul Cod de Guvernanță al BVB sunt incluse în raportarea periodică.

Documentul este elaborat în conformitate cu principiile stabilite în Codul de Guvernanță Corporativă al BVB și se găsește pe site-ul www.transelectrica.ro, la secțiunea Relații Investitori/Guvernanța Corporativă/Codul de Guvernanță Corporativă al Companiei.

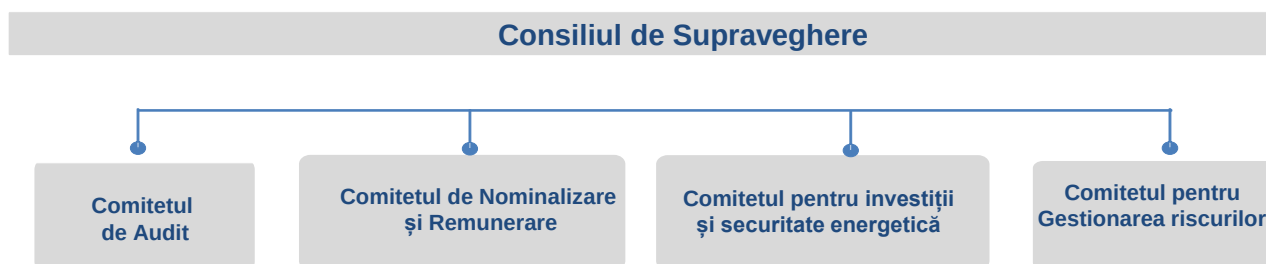
Alte documente aplicabile

Compania se conformează prevederilor legislației primare și secundare incidente pieței de capital, precum și reglementările BVB și altor organisme, respectând și aplicând și toate prevederile legislației

societăților și întreprinderilor publice, inclusiv ale unor reglementări interne și documente ale Companiei cu relevanță în acest domeniu, printre care:

- Legea nr.24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare;
- Codul Bursei de Valori București Codul de Guvernanță Corporativă al BVB;
- Codul de Guvernanță Corporativă și setul de Principii Anticorupție elaborate de AmCham România, care reprezintă standarde de referință internaționale în vederea instituirii unui climat de afaceri sanătos;
- Legea societăților nr.31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare („Legea nr.31/1990”);
- OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare („OUG nr.109/2011”);
- Angajamentul de listare, prin care Transelectrica, la Oferta Publică Inițială (în 2006), și-a asumat respectarea drepturilor deținătorilor de valori mobiliare și asigurarea unui tratament egal pentru toți deținătorii de valori mobiliare de același tip și clasă;
- Actul constitutiv al Companiei, actualizat („Actul Constitutiv”);
- Regulamentul de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere, actualizat;
- Regulile interne ale Directoratului, actualizate;
- Codul de Etică Profesională, obligatoriu pentru toate structurile organizației, care prezintă normele etice de conduită care stabilesc și reglementează valorile corporative, responsabilitățile, obligațiile și conduita în afaceri pe baza cărora s-a dezvoltat organizația.

Figura 34: Structura Consiliului de Supraveghere la 31 decembrie 2025



Consiliul de Supraveghere

(denumit în continuare și „CS”)

Componența Consiliului de Supraveghere la data de 31.12.2025 era următoarea:

- Cătălin-Andrei Dascăl – Președinte
- Teodor Atanasiu – Membru
- Costin-Mihai Păun – Membru
- Alexandru-Cristian Vasilescu – Membru
- Rareș-Stelian Rusu - Membru
- Luminița Zezeanu - Membru
- Dumitru-Virgil Orlandea - Membru

Conform Actului Constitutiv, CS este format din șapte membri, numiți pentru o perioadă de cel mult patru ani și putând fi revocați oricând de către Adunarea Generală a Acționarilor Companiei („AGA”).

Toți membrii sunt ne-executivi, conducerea Companiei revenind, în temeiul legii și al Actului Constitutiv, Directoratului. Membrii CS se pot întruni în orice moment, dar în orice caz cel puțin o dată la trei luni.

Compania suportă costurile asigurării de răspundere profesională a membrilor CS. Valoarea sumei asigurate și a primei de asigurare au fost stabilite prin hotărâre a AGA.

În anul 2025, CS s-a întrunit ori de câte ori interesele Companiei au impus dezbateri cu privire la probleme aflate în competența sa.

Alegerea membrilor Consiliului de Supraveghere prin metoda votului cumulativ

La cererea acționarilor reprezentând, individual sau împreună, cel puțin 10% din capitalul social subscris și vărsat, Directoratul convoacă obligatoriu AGA având pe ordinea de zi alegerea membrilor CS prin aplicarea metodei votului cumulativ.

Orice acționar care deține mai puțin de 10% din capitalul social subscris și vărsat poate face, în scris, propuneri adresate Directoratului, pentru aplicarea metodei votului cumulativ, în termen de 15 zile de la data publicării în Monitorul Oficial al

României, Partea a IV-a, a convocatorului adunării generale a acționarilor ce are pe ordinea de zi alegerea membrilor CS. În acest caz, aplicarea metodei votului cumulativ pentru alegerea membrilor CS este supusă votului în cadrul Adunării Generale a Acționarilor.

Prin metoda votului cumulativ, fiecare acționar are dreptul de a-și atribui voturile cumulate – obținute în urma înmulțirii voturilor deținute de către orice acționar, potrivit participării la capitalul social, cu numărul membrilor ce urmează să formeze CS – uneia sau mai multor persoane propuse pentru a fi alese în Consiliul de Supraveghere.

În exercitarea votului cumulativ acționarii pot să acorde toate voturile cumulate unui singur candidat sau mai multor candidați. În dreptul fiecărui candidat acționarii menționează numărul de voturi acordate.

În situația aplicării metodei votului cumulativ, membrii CS în funcție la data adunării generale vor fi înscrși din oficiu pe lista candidaților pentru alegerea membrilor CS alături de candidații propuși de către acționari.

Toți candidații înscrși în lista de candidaturi vor fi supuși votului acționarilor în cadrul AGA.

Membrii CS în funcție la data adunării generale, care nu sunt reconfirmați prin vot cumulativ ca membri ai CS sunt considerați revocați din funcție prin hotărârea adunării generale.

Durata mandatului membrilor CS aflați în funcție la data adunării generale a acționarilor în cadrul căreia s-a aplicat votul cumulativ va continua în cazul reconfirmării acestora prin metoda votului cumulativ.

În situația în care două sau mai multe persoane propuse a fi alese ca membru în CS obțin același număr de voturi cumulate, este declarată aleasă ca membru persoana care a fost votată de un număr mai mare de acționari.

Criteriile de alegere a membrilor CS în situația în care două sau mai multe persoane propuse obțin același număr de voturi cumulate, exprimate de același număr de acționari, sunt stabilite de către

adunarea generală a acționarilor și precizate în procesul verbal al acesteia.

Pe parcursul anului 2025 membrii CS nu au fost aleși prin metoda votului cumulativ.

Remunerația Consiliului de Supraveghere

În cursul anului 2025, membrii Consiliului de Supraveghere au avut o indemnizație brută fixă lunară în valoare de 28.223 lei brut/lună, conform Hotărârii AGA nr. 1/28 februarie 2024.

Atribuțiile Consiliului de Supraveghere

Consiliul de Supraveghere are, în principal, următoarele atribuții:

- exercită controlul asupra modului în care Directoratul conduce Compania,
- verifică bugetul de venituri și cheltuieli și programul de investiții pe exercițiul financiar supus aprobării adunării generale a acționarilor,
- îndeplinește orice atribuții prevăzute de legislația specială aplicabilă în domeniul administrării întreprinderilor publice,
- determină structura și numărul membrilor Directoratului,
- numește și revocă membrii Directoratului și stabilește remunerația acestora,
- verifică dacă activitatea desfășurată în numele și pe seama Companiei este în conformitate cu legea, cu actul constitutiv și hotărârile adunării generale a acționarilor,
- prezintă adunării generale a acționarilor, cel puțin o dată pe an, un raport privind activitatea de supraveghere desfășurată,
- reprezintă Compania în raporturile cu Directoratul,
- aprobă regulile interne ale Directoratului,
- verifică situațiile financiare ale Companiei,
- verifică raportul membrilor Directoratului,
- propune adunării generale numirea și revocarea auditorului financiar, precum și durata minimă a contractului de audit,
- aprobă tranzacțiile Companiei cu părțile afiliate în cazurile și condițiile prevăzute de lege.

Totodată, în cazuri excepționale, când interesul Companiei o cere, Consiliul de Supraveghere poate convoca adunarea generală a acționarilor iar anumite tipuri de operațiuni nu pot fi efectuate decât cu acordul Consiliului de Supraveghere. Acestea sunt următoarele:

- achiziția de produse, servicii și lucrări, indiferent de durată, cu o valoare de peste 5.000.000 euro,

- operațiuni având ca obiect prestarea serviciului de transport, a serviciilor de sistem și de administrare a pieței angro de energie electrică, operațiuni pentru colectarea contribuției pentru cogenerare de înaltă eficiență, operațiuni pentru plata bonusului și restituirea supracompensării/bonusului necuvenit, operațiuni de racordare la RET, de realizare a condițiilor de coexistență, de eliberare amplasament și execuție a acestor lucrări, consultanță tehnică și management de proiect, aferente acestor lucrări, operațiuni de vânzare-cumpărare a terenurilor necesare realizării noilor instalații conform contractelor de racordare la RET, precum și a terenurilor necesare căilor de acces către aceste instalații, operațiuni de constituire în favoarea Companiei a unor drepturi de uz și servitute, de suprafață, de folosință, de afectare în orice fel asupra terenurilor afectate de noile instalații conform contractelor de racordare la RET, precum și orice alte operațiuni ce se vor efectua pentru buna desfășurare a activității principale a Companiei în concordanță cu reglementările în vigoare, cu o valoare de peste 10.000.000 euro,
- inițierea, soluționarea, exercitarea, abandonarea unor pretenții, litigiu, arbitraj, cu o valoare de peste 500.000 euro,
- angajamente care implică obligații importante din partea Companiei, cu excepția operațiunilor prevăzute la primele două puncte, cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
- orice act cu titlu gratuit, incluzând orice sponsorizări și donații oferite de Companie, cu valoare individual mai mare de 100.000 lei,
- înființarea sau desființarea unor sedii secundare ale Companiei, în țară sau în străinătate, (sucursale, reprezentanțe, agenții sau alte asemenea unități fără personalitate juridică),
- modificări ale structurii organizatorice (organigrama) a Societății și a regulamentului de organizare și funcționare.

Totodată, membrii Consiliului de Supraveghere au îndatoriri de diligență și loialitate față de Companie și respectă această obligație dacă în momentul luării unei decizii de afaceri aceștia sunt în mod rezonabil îndreptățiți să considere că acționează în interesul Companiei. Consiliul de Supraveghere, în exercitarea atribuțiilor esențiale de control asupra modului în care Directoratul conduce Compania, precum și de verificare a activității desfășurate în numele și pe seama Companiei, are dreptul și îndatorirea să stabilească în raport cu Directoratul și Compania modalitățile de control, verificare și de

raportare pe care le consideră necesare îndeplinirii acestor atribuții.

Corelativ, Directoratul are îndatorirea să asigure la nivelul Companiei procedurile de raportare și condițiile organizatorice necesare îndeplinirii atribuțiilor de control și verificare aflate în sarcina Consiliului de Supraveghere.

Comitetele Consultative

La 31.12.2025 la nivelul Consiliului de Supraveghere sunt constituite patru comitete consultative:

- *Comitetul de audit;*
- *Comitetul de nominalizare și remunerare;*
- *Comitetul pentru investiții și securitatea energetică.*
- *Comitetul pentru gestiunea riscurilor.*

Deciziile în cadrul comitetelor consultative se iau cu majoritate de voturi. În cazul unui balotaj, Președintele comitetului are votul decisiv.

Conform regulamentului de organizare și funcționare aprobat, cel puțin un membru al fiecărui comitet creat trebuie să fie administrator independent, în înțelesul ce decurge din legea societăților, legislația și reglementările pieței de capital. În ceea ce privește comitetul de audit majoritatea membrilor trebuie să fie administratori independenți.

Orice membru al unui comitet consultativ poate convoca ședința comitetului din care acesta face parte. Convocarea ședințelor comitetelor consultative va fi transmisă fiecărui membru al comitetului în scris, prin fax sau prin poșta electronică la adresa de e-mail și numărul de fax al respectivului membru al comitetului.

Atribuțiile comitetelor din cadrul Consiliului de Supraveghere

Principalele atribuții ale comitetelor din cadrul Consiliului de Supraveghere în funcție de aria de activitate sunt:

Comitetul de nominalizare și remunerare

- formulează propuneri pentru funcția de membru al Consiliului de Supraveghere și membru al Directoratului,
- elaborează și face propuneri Consiliului de Supraveghere în ceea ce privește procedura de selecție a membrilor Consiliului de Supraveghere, a membrilor Directoratului Companiei,

- formulează propuneri privind remunerarea membrilor Directoratului Companiei și a altor funcții de conducere, cu respectarea limitelor generale ale remunerațiilor aprobate de Adunarea generală a acționarilor,
- organizează sesiuni de instruire pentru membrii CS;
- formulează propuneri de remunerare pentru funcția de membru al Consiliului de Supraveghere și membru al Directoratului, cu respectarea politicii de remunerare transmise de AMEPIP;
- sprijină Consiliul în evaluarea propriei performanțe, precum și a performanței conducerii executive.

Comitetul de audit

Comitetul de audit asistă Consiliul de Supraveghere în îndeplinirea responsabilităților sale în domeniul raportării financiare, al controlului intern și acela al administrării riscului.

Atribuții ale Comitetului de audit legate de raportarea financiară și auditul statutar:

- monitorizează procesul de raportare financiară la nivelul Companiei,
- monitorizează auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate,
- examinează în mod regulat eficiența raportării financiare,
- verifică și monitorizează independența auditorului statutar sau a firmei de audit și în special, prestarea de servicii suplimentare entității auditate,
- formulează recomandări către Consiliu privind numirea auditorului extern (auditor statutar sau firmă de audit) al Companiei privind selectarea, numirea, re-numirea și înlocuirea auditorului extern, precum și termenii și condițiile remunerării acestuia,
- monitorizează independența și obiectivitatea auditorului extern, în special prin monitorizarea rotației partenerilor în firma de audit,
- primește și analizează raportul auditorului extern cu privire la aspectele esențiale care rezultă din auditul statutar și, în special, cu privire la deficiențele semnificative ale controlului intern în ceea ce privește procesul de raportare financiară,
- sprijină Consiliul în monitorizarea credibilității și integrității informației financiare furnizată de Companie, în special prin revizuirea relevanței

și consistenței standardelor contabile aplicate de aceasta (inclusiv criteriile de consolidare).

Atribuții ale Comitetului de audit în domeniul controlului intern managerial:

- monitorizează eficacitatea sistemelor de control intern, de audit intern, după caz, și de management al riscurilor din cadrul Companiei,
- examinează în mod regulat eficiența controlului intern și sistemului de administrare a riscului adoptat de Companie,
- se asigură că analizele de audit efectuate precum și rapoartele de audit elaborate, ca urmare a acestora, sunt conforme cu planul de audit aprobat la nivelul Companiei,
- propune Consiliului modalitățile de control, verificare și de raportare necesare pentru exercitarea atribuțiilor esențiale de control asupra modului în care Directoratul conduce Compania, precum și de verificare a activității desfășurate în numele și pe seama Companiei,
- verifică îndeplinirea obligațiilor privind raportarea non-financiară la nivelul Companiei,
- îndeplinește atribuțiile prevăzute la art. 65 din Legea nr.162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative.

Comitetul pentru investiții și securitate energetică

- consultarea și monitorizarea implementării Strategiei și Planului de Investiții pe termen mediu, scurt și lung ale Companiei,
- consilierea și consultarea cu membrii Consiliului de Supraveghere, cu membrii Directoratului și cu conducerea executivă a Companiei, în cadrul și în corelare cu Strategia Companiei și ROF, fără a aduce atingere responsabilității membrilor Consiliului de Supraveghere, membrilor Directoratului și altor persoane care potrivit Legii Aplicabile au răspundere referitoare la conducerea și supravegherea Companiei,
- consultarea și monitorizarea implementării acțiunilor privind menținerea și creșterea securității energetice relative activităților Companiei.

Comitetul pentru gestionarea riscurilor

Comitet, nou înființat ca urmare a amplei modificări a Ordonanței de urgență a Guvernului nr.109/2011 din anul 2023, care asigură concordanța activităților de control cu riscurile generate de activitățile și

procesele care fac obiectul controlului, identifică, analizează, evaluează, monitorizează și raportează riscurile identificate, planul de măsuri de atenuare sau anticipare a acestora, alte măsuri luate de conducerea executivă.

Totodată, comitetul este responsabil cu măsurarea solvabilității Companiei, întreprindere publică, prin raportare la atribuțiile și obligațiile uzuale ale acesteia, și informează sau, după caz, face propuneri Consiliului de Supraveghere.

Activitatea comitetelor CS în anul 2025

În anul 2025 s-au desfășurat 6 (șase) ședințe ale *Comitetului de Nominalizare și Remunerare* în care membrii acestui comitet au elaborat Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare aferent anului 2024 și politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A, au evaluat pe baza rapoartelor de activitate, membrii Directoratului conform prevederilor art. 36 alin 5 din OUG 109/2011, au analizat propunerilor de modificare a alocării arilor de coordonare și au analizat aspecte ce țin de funcționarea și organizarea activității membrilor Directoratului.

În anul 2025, s-au desfășurat 7 (șapte) ședințe ale *Comitetului de Audit*, în cadrul cărora au fost verificate Situațiile financiare interimare aferente exercițiului financiar 2024, au fost verificate Bugetul de venituri și cheltuieli pe anul 2025 și estimările pentru anii 2026-2027. A fost elaborat Raportul Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA aferent anului 2024 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei și s-au verificat situațiile financiare separate/consolidate ale Companiei pentru anul 2024, însoțite de Raportul auditorului financiar. Membrii Comitetului au propus către Consiliul de Supraveghere numirea auditorului financiar al CNTEE Transelectrica SA către Consiliul de Supraveghere în vederea aprobării de către AGA. A fost avizat Raportul privind activitatea de audit public intern aferentă anului 2024 și rapoartele de audit public intern conform Planului de audit de la nivelul Companiei.

În anul 2025 s-a desfășurat o ședință a *Comitetul pentru gestionarea riscurilor* în care membrii acestui comitet au analizat: cadrul organizațional al managementului riscului, analiza riscurilor aferente activităților - în anul 2024, principalele riscuri identificate la nivel de Companie, prioritizarea

riscurilor semnificative la nivel de Companie, registrul riscurilor pentru anul 2025 pentru riscurile semnificative, ridicate, la nivel de Companie, planul de implementare a măsurilor de control 2025 pentru riscurile semnificative, ridicate, la nivel de Companie, și reanalizarea și revizuirea unor riscuri ridicate la nivelul Companiei.

În anul 2025, s-au desfășurat 3 (trei) ședințe ale *Comitetului pentru investiții și securitate energetică* în care membrii acestui comitet au analizat: termenii de referință actualizați ai Comitetului pentru Investiții și Securitate Energetică; întâlnirea OTS-urilor ENTSO-E din Europa de Sud-Est privind Green Coridor Project – ESO – MAVIR – TRANSELECTRICA, 28/05/2025, Sofia; stadiul Proiectului HVDC și al cooperării cu Partenerii în Consorțiu; planul de Continuitate a Activității; Procedura de Sistem – Asigurarea Managementului Continuității Activității Entităților Organizatorice din C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.; stadiul realizării Planului de Dezvoltare al RET 2020-2029 - soluții pentru implementarea proiectelor de investiții cu grad de realizare redus; pregătire ședința AG ENTSO-E 25 Iunie 2025, informare succintă a reprezentanților TEL în Comitetele ENTSO-E privind la cele mai relevante informații/subiecte dezbătute în ultima ședință a Comitetului; stadiul Proiectelor Europene în care TRANSELECTRICA este Partener și/sau Beneficiar și a cererilor de finanțare din Fonduri Europene; stadiul Proiectelor de Investiții finanțate din PNRR; întâlnirea OTS-urilor ENTSO-E din Europa de Sud-Est privind Green Coridor Project – ESO – MAVIR – TRANSELECTRICA, 28/05/2025, Sofia.

Directoratul

Compoziția Directoratului la data de 31.12.2025:

- Ștefăniță MUNTEANU – Președinte
- Victor MORARU -Membru
- Cătălin-Constantin NADOLU – Membru
- Vasile-Cosmin NICULA - Membru
- Florin Cristian TĂTARU– Membru

Organizarea Directoratului

Membrii Directoratului sunt numiți și revocați de Consiliul de Supraveghere. Unul dintre membrii Directoratului este numit de către Consiliul de Supraveghere Președinte al Directoratului (denumit alternativ și Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” – al Companiei), Președinte care convoacă și prezidează ședințele Directoratului și este totodată responsabil pentru buna organizare a activității Directoratului ca organ colectiv de conducere, în vederea îndeplinirii

atribuțiilor și responsabilităților ce revin, respectiv sunt, în sarcina acestuia potrivit legii aplicabile și Actului Constitutiv.

Numărul membrilor va fi determinat de CS, cu condiția ca acel număr să nu fie mai mic de trei și mai mare de șapte, numărul acestora fiind întotdeauna impar. Un membru al Directoratului va fi numit Președinte al Directoratului (denumit alternativ și Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” – al Companiei).

Remunerația Directoratului

În perioada 01 ianuarie 2025 – 31 decembrie 2025 membrii Directoratului au avut o indemnizație brută fixă lunară în valoare de 55.050 lei brut/lună.

Atribuțiile și îndatoririle Directoratului

Directoratul îndeplinește toate actele necesare și utile pentru realizarea obiectului de activitate al Companiei, cu excepția celor rezervate de lege în sarcina Consiliului de Supraveghere și a Adunării generale a acționarilor, conducerea Companiei revenindu-i în exclusivitate în temeiul Legii Apliceabile.

Directoratul își exercită atribuțiile sub controlul Consiliului de Supraveghere și are îndatorirea:

- să furnizeze Consiliului de Supraveghere, cel puțin o dată la 3 (trei) luni, rapoarte scrise privind conducerea Companiei, activitatea Companiei și posibila evoluție a Companiei;
- să asigure la nivelul Companiei procedurile de raportare și condițiile organizatorice necesare îndeplinirii atribuțiilor de control și verificare aflate în sarcina Consiliului de Supraveghere.

Directoratul conduce Compania, aprobă toate operațiunile la nivelul Companiei, altele decât cele prevăzute în competența Adunării generale a acționarilor și reprezintă Compania în raport cu terții și în justiție.

Principalele îndatoriri ale Directoratului, îndeplinite sub supravegherea Consiliului de Supraveghere (CS), sunt:

- stabilește strategia, politicile de dezvoltare, politicile contabile și sistemul de control financiar ale Companiei și aprobă planificarea financiară,
- aprobă cu acordul CS structura organizatorică (organigrama) a Companiei și regulamentul de organizare și funcționare,
- supune anual Adunării generale a acționarilor raportul cu privire la activitatea Companiei, situațiile financiare pe anul precedent, proiectul

de buget și programul de investiții al Companiei pe anul în curs,

- încheie acte juridice cu terții în numele și pe seama Companiei, cu respectarea dispozițiilor Actului Constitutiv referitoare la semnătura conjunctă și cu respectarea aspectelor rezervate competenței adunării generale a acționarilor sau Consiliului de Supraveghere,
- angajează și concediază, stabilește sarcinile și responsabilitățile personalului Companiei, în conformitate cu politica de personal a Societății,
- negociază Contractul colectiv de muncă la nivelul Companiei, precum și actele adiționale la acesta, împreună cu reprezentanții salariaților,
- îndeplinește toate actele și ia măsurile necesare și utile pentru conducerea și îndeplinirea obiectului de activitate al Companiei, cu excepția celor rezervate prin lege sau prin Actul Constitutiv în sarcina adunării generale a acționarilor și a Consiliului de Supraveghere. În acest sens, Directoratul aprobă operațiunile la nivelul Companiei, altele decât cele prevăzute în competența AGA, cu obligația de a obține acordul CS pentru tipurile de operațiuni pentru care legea sau Actul Constitutiv prevăd un astfel de acord,
- aprobă mandatele reprezentanților Companiei în cadrul adunărilor generale ale acționarilor filialelor Companiei și informează CS, trimestrial, cu privire la mandatele acordate acestora,
- aprobă cu acordul CS înființarea sau desființarea unor sedii secundare (sucursale, reprezentanțe, agenții sau alte asemenea unități fără personalitate juridică),
- aprobă încheierea de către Companie de acte juridice de natura contractului de societate reglementat de Codul civil atunci când rezultatul nu este o entitate cu personalitate juridică distinctă precum și aprobarea participării Companiei ca membru în organizații interne sau internaționale,
- exercită orice competență prevăzută de lege sau delegată de către adunarea generală a acționarilor în temeiul legii,
- îndeplinește orice atribuții prevăzute de legislația specială aplicabilă în domeniul administrării întreprinderilor publice,
- duce la îndeplinire hotărârile adunării generale a acționarilor.

Directoratul informează Adunarea generală a acționarilor, cel puțin de două ori pe an cu privire la următoarele tipuri de operațiuni:

- achiziția de produse, servicii și lucrări, indiferent de durată cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
- inițierea, soluționarea, exercitarea, abandonarea unor pretenții, litigiu, arbitraj, cu o valoare mai mare de 500.000 euro,
- angajamente care implică obligații importante din partea Companiei, cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
- credite, indiferent de durată, sub 50.000.000 euro,
- garanții pentru credite, sub 50.000.000 euro.

Directoratul are obligația de a obține acordul Consiliului de Supraveghere pentru anumite tipuri de operațiuni, pentru aceste tipuri de operațiuni Directoratul fiind în măsură să aprobe operațiunea respectivă doar după obținerea acordului Consiliului de Supraveghere.

În ipoteza unui refuz, Directoratul având și posibilitatea de a cere acordul Adunării generale ordinare a acționarilor care va decide în condițiile legii.

Adunarea Generală a Acționarilor

AGA este organul de conducere al Transelectrica, care decide asupra activității și politicii economice a Companiei. Poate fi ordinară sau extraordinară, atribuțiile sale specifice fiind prevăzute în Actul Constitutiv.

Odată cu listarea instrumentelor sale financiare pe piața reglementată administrată de BVB, Compania și-a asumat obligația de a respecta drepturile deținătorilor de instrumente financiare emise și de a le asigura acestora un tratament echitabil.

Astfel, toți deținătorii de instrumente financiare din aceeași clasă de titluri sunt tratați în mod echitabil, toate instrumentele financiare de același tip și din aceeași clasă conferindu-le deținătorilor drepturi egale.

Fiecare acțiune conferă drepturi deținătorului, așa cum au fost acestea prevăzute în Actul Constitutiv:

- dreptul la vot în AGA (o acțiune = un vot),
- dreptul de a alege și de a fi aleși în organele de conducere,
- dreptul de a participa la distribuirea profitului (dreptul la dividend).

Deținerea acțiunii certifică adeziunea de drept la Actul Constitutiv.

Toți acționarii au dreptul de a participa la AGA, de a-și exercita dreptul de vot și de a-și exprima punctul de vedere în cursul dezbaterilor.

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor are următoarele obligații și atribuții:

- discută, aprobă sau modifică situațiile financiare anuale pe baza rapoartelor prezentate de Directorat, Consiliul de Supraveghere și de auditorul financiar,
- aprobă repartizarea profitului și fixează dividendul,
- alege și revocă membrii Consiliului de Supraveghere,
- numește și demite auditorul financiar și fixează durata minimă a contractului de audit financiar,
- fixează limitele generale ale remunerațiilor membrilor Directoratului,
- fixează remunerația cuvenită pentru exercițiul în curs membrilor Consiliului de Supraveghere,
- se pronunță asupra gestiunii membrilor Directoratului și membrilor Consiliului de Supraveghere, le evaluează activitatea și îi descarcă de gestiune, în condițiile legii,
- hotărăște cu privire la acționarea în justiție a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere, după caz, pentru pagube pricinuite Companiei,
- stabilește bugetul de venituri și cheltuieli și programul de investiții pe exercițiul financiar supus aprobării,
- hotărăște cu privire la orice ține de competența sa potrivit legislației aplicabile,
- analizează rapoartele Consiliului de Supraveghere cu privire la activitatea desfășurată,
- hotărăște cu privire la gajarea sau închirierea uneia sau mai multor unități ale Companiei.

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor se întrunește ori de câte ori este necesar a se lua o hotărâre asupra următoarelor aspecte:

- schimbarea formei juridice a Companiei,
- mutarea sediului Companiei,
- schimbarea obiectului de activitate al Companiei,
- majorarea capitalului social al Companiei,
- reducerea capitalului social al Companiei sau reîntregirea lui prin emisiune de noi acțiuni,
- fuziunea cu alte societăți,
- divizarea Companiei,
- dizolvarea anticipată a Companiei,
- conversia acțiunilor dintr-o categorie în alta,
- conversia acțiunilor nominative în acțiuni la purtător sau a acțiunilor la purtător în acțiuni nominative,

- conversia obligațiunilor dintr-o categorie în altă categorie sau în acțiuni,
- emisiunea de obligațiuni,
- încheierea de acte de dobândire, înstrăinare, schimb sau de constituire în garanție a unor active din categoria activelor imobilizate ale Companiei, a căror valoare depășește, individual sau cumulativ, pe durata unui exercițiu financiar, 20% din totalul valorii contabile a activelor imobilizate ale Companiei minus creanțele,
- orice modificări ale Actului Constitutiv sau oricare altă hotărâre pentru care este cerută aprobarea AGA.

Pe lângă competențele și atribuțiile menționate mai sus sau de lege, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor hotărăște asupra următoarelor aspecte:

- realizarea de către Companie în calitate de creditor a oricăror tipuri de împrumuturi sau obligații de tipul împrumuturilor,
- constituirea sau participarea la constituirea unor entități cu personalitate juridică distinctă, cu scop patrimonial sau nepatrimonial, precum și participarea la capitalul social al altor societăți,
- contractarea de credite, cu o durată mai mare sau egală de 5 ani, a căror valoare este mai mare sau egală cu 50.000.000 euro,
- constituirea de garanții cu o valoare mai mare sau egală cu 50.000.000 euro,
- stabilirea valorii minime a sumei asigurate și a valorii maxime a primei de asigurare pentru asigurarea de răspundere profesională a membrilor Consiliului de Supraveghere, respectiv a membrilor Directoratului.

Compania depune toate diligențele pentru facilitarea participării acționarilor la ședințele AGA, încurajează dialogul dintre acționari și membrii Consiliului de Supraveghere și / sau membrii Directoratului, precum și a exercitării depline a drepturilor acestora. Adunarea Generală a Acționarilor este mecanismul real de exercitare a tuturor drepturilor acționarilor. Convocatorul devine public în 24 ore de la momentul convocării AGA pe site-ul BVB, pe site-ul Companiei www.transelectrica.ro, și pe cel al ASF, iar în Monitorul Oficial în maxim 4 zile iar în presă în maxim 5 zile de la convocare. Similar, sunt publicate materialele supuse dezbaterii, conform ordinii de zi și a termenelor legale. Fiecare convocare a AGA cuprinde locația, data și ora la care va avea loc aceasta, la prima convocare, adresa locului unde se va ține ședința, precum și data, ora și locul celei de-a doua convocări.

Convocarea AGA menționează explicit subiectele care vor face obiectul dezbaterilor, precum și justificarea acestora. Regulile de organizare și desfășurare pentru fiecare AGA și procedurile de participare la ședințe sunt prezentate explicit direct în convocator, astfel încât să fie cunoscute de toți acționarii doritori să participe la ședință.

Compania încurajează participarea acționarilor la AGA și ia toate măsurile pentru a facilita acest lucru. Materialele supuse dezbaterii fiind publicate pe site-ul www.transelectrica.ro secțiunea Relații Investitori / AGA, acționarii sunt încurajați să adreseze întrebări privind punctele de pe ordinea de zi.

Accesul acționarilor îndreptățiți să participe la AGA este permis prin simpla probă a identității acestora, făcută, în cazul acționarilor persoane fizice, cu actul de identitate sau, în cazul persoanelor juridice și a acționarilor persoane fizice reprezentate, cu împuternicirea dată persoanei fizice care le reprezintă.

Pentru acționarii care nu pot participa, Compania pune la dispoziție posibilitatea exercitării votului:

- a) prin reprezentare, pe bază de împuternicire specială;
- b) prin corespondență;
- c) la distanță.

În cadrul AGA, acționarii vor putea vota și prin mijloace electronice, conform Legii nr. 455/2001 privind semnatura electronică, cu modificările și completările ulterioare, precum și conform reglementărilor ASF. Formularele aferente (formularul de vot prin corespondență și modelul de împuternicire specială), atât în limba română, cât și în limba engleză, sunt, de asemenea, postate pe site-ul www.transelectrica.ro secțiunea Relații investitori/AGA.

Hotărârile adoptate în AGA sunt diseminate în ziua ședinței, prin mijloace similare celor prezentate anterior pentru convocare. Rezultatele de vot sunt publicate pe website-ul Companiei în termen de maximum 15 zile de la data ținerii ședinței AGA.

Pentru a pune la dispoziția acționarilor informații relevante în timp real, Compania a creat pe website-ul propriu, www.transelectrica.ro o secțiune specială, numită Relații Investitori, ușor accesibilă și permanent actualizată. Pagina este astfel structurată încât să conțină toate informațiile necesare deținătorilor de valori mobiliare: inclusiv informații referitoare la AGA. AGA este convocată de către Directorat, ori de câte ori este necesar, în condițiile legii. În cazuri excepționale, când interesul

Companiei o cere și Consiliul de Supraveghere poate convoca AGA.

Ședințele AGA se țin în limba română.

Controlul intern

În cadrul Companiei Controlul intern managerial este reglementat de OSGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial la entitățile publice, implementarea acestuia fiind o cerință normativă imperativă în vederea adoptării unui nou tip de management în entitățile publice și întărirea responsabilității manageriale.

În cadrul Companiei, controlul intern managerial reprezintă ansamblul politicilor și procedurilor concepute și implementate de către managementul și personalul acesteia, în vederea atingerii obiectivelor generale.

Sintagma „control intern managerial” subliniază responsabilitatea tuturor nivelurilor ierarhice pentru ținerea sub control a tuturor proceselor interne desfășurate pentru realizarea obiectivelor generale și a celor specifice.

În cadrul Transelectrica, Comisia de Monitorizare funcționează în conformitate cu prevederile OSGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice.

Misiunea activității controlului intern managerial constă în asigurarea controlului administrativ în cadrul Companiei, în vederea realizării atribuțiilor Companiei la un nivel corespunzător de calitate, stabilite în concordanță cu propria ei misiune, în condiții de regularitate, eficacitate, legalitate, economicitate și eficiență.

Pentru îmbunătățirea sistemului de control managerial intern, Comisia de monitorizare coordonează procesul de actualizare a obiectivelor generale și specifice, procesul de gestionare a riscurilor, a sistemului de monitorizare a performanțelor, a situației procedurilor și a sistemului de monitorizare și de raportare, respectiv informare către Directoratul Companiei.

Controlul intern managerial are ca principale obiective:

- creșterea eficienței și eficacității funcționării Companiei
- asigurarea fiabilității informațiilor interne și externe
- conformarea cu legislația în vigoare, regulamentele și politicile interne

- asigurarea unui climat bazat pe identificarea, înțelegerea și controlul riscurilor, care să contribuie la realizarea obiectivelor.

În ceea ce privește stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern managerial în cadrul Companiei, la nivelul anului 2025 au fost elaborate Programele de Dezvoltare a Sistemului de Control intern Managerial astfel:

- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial, elaborat în data de 23.09.2025
- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial, elaborat în data de 04.12.2025

De asemenea, pentru creșterea nivelului de implementare a standardelor de control intern managerial în cadrul Companiei au fost elaborate următoarele documente:

Standardul 1 - Etică și integritate

- Codul de Etică și Conduita al Transelectrica

Standardul 2 - Atribuții, funcții, sarcini

- Procedura de sistem privind funcțiile sensibile în CNTEE Transelectrica SA,
- Lista funcțiilor sensibile și a salariilor care le dețin la nivel de entitate organizatorică,
- Inventarierea anuală a funcțiilor sensibile,
- Registrul Funcțiilor Sensibile la nivelul Companiei pentru funcțiile cu nivel de sensibilitate major,
- Regulamentul de Organizare și Funcționare al Comisiei de Monitorizare

Standardul 3 - Competență, performanță

- Servicii formare profesională în domeniul sistemului de control intern managerial,

Standardul 5 - Obiective

- Program de măsuri SMICMSSM
- Lista obiectivelor generale și specifice

Standardul 6 - Planificarea

- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial,
- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial,
- Procedura Operațională Organizarea și desfășurarea ședințelor operative

Standardul 7 - Monitorizarea performanțelor

- Stadiul realizării obiectivelor SMICMSSM

Standardul 8 - Managementul Riscului

- Decizia privind nominalizarea responsabililor cu managementul riscurilor la nivelul entităților organizatorice
- Procedura de Sistem Managementul riscului,
- Registrul riscurilor 2025, CNTEE „Transelectrica” S.A., pentru riscurile semnificative-ridicate la nivel de Companie,
- Registrul riscurilor 2025, CNTEE „Transelectrica” S.A., pentru riscurile semnificative-la nivel de Companie,
- Informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor și monitorizarea performanțelor la nivelul CNTEE „Transelectrica” S.A. în anul 2024,
- Tabelul C12 - prioritizarea riscurilor semnificative la nivel de Companie
- Planul de implementare a măsurilor de control 2024, pentru riscurile semnificative ridicate la nivel de Companie
- Planul de implementare a măsurilor de control 2024, pentru riscurile semnificative la nivel de Companie
- Profilului de risc și limita de toleranță la risc,
- Raportările pentru Raportul anual către Autoritatea de Supraveghere Financiară, respectiv către ANRE

Standardul 11 - Continuitatea activității

- Procedura de sistem privind Asigurarea managementului continuității activității
- Inventarierea situațiilor generatoare de întreruperi/ Plan de continuitate a activității

Standardul 13 - Gestionarea documentelor

- Procedura de Sistem privind managementul documentelor la nivelul Companiei în vederea stabilirii și aplicării unui proces unitar privind primirea, înregistrarea, circuitul, expedierea, clasarea și arhivarea acestora

Standardul 15 - Evaluarea sistemului de control intern managerial

La nivelul Companiei se analizează periodic situația centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern managerial, în acest sens fiind elaborate în cadrul Companiei

- Chestionarul de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern managerial,
- Situația sintetică a rezultatelor autoevaluării și
- Raportul asupra sistemului de control managerial.

Realizarea obiectivelor în anul 2025 s-a efectuat prin aplicarea controlului intern managerial în stabilirea mijloacelor de realizare și a structurilor responsabile din cadrul Companiei (direcții, departamente, servicii, sucursale teritoriale de transport).

Elementele de perspectivă pentru anul 2026 ca și obiective conform Programului de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial se pot enumera:

Standardul 2 - Atribuții, funcții, sarcini

- Întocmirea Politicii de gestionare a funcțiilor sensibile prin elaborarea unor măsuri, astfel încât efectele negative asupra activităților desfășurate în cadrul entității publice să fie minime

Standardul 4 - Structura organizatorică

- Actualizarea procedurii de sistem Elaborarea Regulamentului de Organizare și Funcționare – ROF
- Actualizarea procedurii de sistem Modificarea structurii organizatorice și funcționale a CNTEE Transelectrica SA

Standardul 10 - Supravegherea

- Stabilirea proiectelor de operațiuni supuse vizei CFP pentru fiecare persoană desemnată, aplicarea vizei CFP pe toate proiectele de operațiuni supuse vizei și desemnarea unei persoane care va avea responsabilitatea coordonării CFP

Standardul 12 - Informare și comunicare

- Actualizarea procedurii operaționale Utilizarea, administrarea și supravegherea portalului Intranet al CNTEE Transelectrica SA
- Actualizarea procedurii operaționale Pregătirea, organizarea și desfășurarea ședințelor Directoratului/ Consiliului de Supraveghere

Standardul 15 - Evaluarea sistemului de control intern managerial

- Elaborarea Chestionarului de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern managerial, Situația sintetică a

rezultatelor autoevaluării și Raportul asupra sistemului de control managerial.

Construirea unui sistem de control intern managerial solid reprezintă crearea și implementarea unui set de mecanisme și proceduri capabile să ajute atât top managementul companiei, cât și pe angajații acesteia să își stabilească coordonate concrete și complete în dezvoltarea și consolidarea Companiei pe piață.

Consolidarea unui SCIM performant este un proces de durată care necesită eforturi importante din partea întregului personal al Companiei și, în mod deosebit, din partea personalului cu funcții de conducere.

Auditul public intern

Compania are organizată activitatea de audit public intern prin structură proprie din anul 2004, fiind formată din 8 posturi (un Inspector șef și 7 auditori interni). Structura „Audit Public Intern” (API) este subordonată administrativ Directoratului Companiei și metodologic Consiliului de Supraveghere.

La nivelul Companiei, normele proprii specifice au fost întocmite și au fost avizate de către Organul Ierarhic Superior (OIS) – nr. 1911/11.06.2014. Din cele cinci filiale ale Companiei numai în trei este organizată și se desfășoară activitate proprie de audit public intern (Opcom SA, Smart SA, Teletrans SA). Filiala Formenerg SA este în curs de fuziune cu filiala Teletrans SA.

În anul 2025, la nivelul OPCOM SA, activitatea de audit public intern s-a realizat în conformitate cu prevederile normelor proprii specifice activității de audit public intern avizate de Transelectrica SA cu avizul nr. 33210 din 18.08.2025 și, ulterior, aprobate de Consiliul de Administrație al OPCOM SA, acestea fiind înregistrate la nivelul societății.

În ceea ce privește Filiala SMART SA, în exercitarea activității de audit intern au fost aplicate normele proprii avizate de structura de audit public intern din cadrul Companiei și aprobate de directorul general și respectiv Normele metodologice privind exercitarea activității de audit, avizate de structura de audit public intern din cadrul Transelectrica SA și aprobate de Președintele Consiliului de Administrație.

La nivelul structurii de Audit Public Intern din cadrul Companiei a fost identificată o activitate, respectiv cea de „audit public intern”, pentru care a fost emisă o procedură internă care a fost actualizată în cursul anului 2021.

Rolul

- acordarea consultanței și asigurărilor privind eficacitatea sistemelor de management al riscurilor, de control și de guvernanță, contribuind la obținerea plusvalorii și oferind recomandări pentru îmbunătățirea acestora;
- asistarea conducerii Companiei în realizarea obiectivelor și furnizarea evaluărilor obiective și detaliate cu privire la legalitatea, regularitatea, eficiența, economicitatea și eficacitatea activităților și operațiunilor desfășurate.

Reglementările și principiile care guvernează activitatea

- legea nr. 672/2002 privind auditul public intern, cu completările ulterioare;
- normele generale privind exercitarea activității de audit public intern (HG nr.1086/2013);
- codul privind conduita etică a auditorului intern care are scopul de a crea cadrul etic necesar desfășurării profesiei de auditor intern;
- carta auditului intern stabilește poziția structurii de audit intern în cadrul entității publice, definește sfera de activitate a auditului public intern, drepturile și obligațiile auditorilor interni;
- independența organizatorică în cadrul Companiei, pentru a nu fi supusă ingerințelor de nicio natură, începând de la stabilirea obiectivelor de audit, realizarea efectivă a lucrărilor specifice misiunii și până la comunicarea rezultatelor acesteia;
- obiectivitatea individuală, competența, conștiința profesională și pregătirea profesională continuă a auditorilor;
- integritatea, obligația de a păstra confidențialitatea și neutralitatea politică a auditorilor interni.

Planificarea activității de audit public intern

Planificarea anuală se stabilește în baza „Planului multianual de audit public intern, în conformitate cu prevederile Legii nr. 672/2002 privind auditul public intern republicată, cu HG nr. 1086/2013 pentru aprobarea Normelor generale privind exercitarea activității de audit public intern și cu Standardele Internaționale de Audit Intern.

Planul anual de audit public intern pentru anul 2025, avizat de Consiliul de Supraveghere a fost fundamentat în baza:

- ✓ Analizei riscurilor;

- ✓ Unor solicitări din partea membrilor Directoratului/Consiliului de Supraveghere;
- ✓ Fondului de timp disponibil;
- ✓ Respectarea periodicității în auditare;
- ✓ Resurselor umane implicate.

În anul 2025 la nivelul Companiei au fost efectuate 20 misiuni de audit public intern planificate, toate de tip regularitate/conformitate care au vizat următoarele domenii:

- 11 domenii specifice;
- 8 în domeniul financiar-contabil;
- în resurse umane, o misiune;

Printre obiectivele auditate în anul 2025 se pot enumera:

- Coordonarea activității CTES Companie.
- Derularea programelor/proiectelor/contractelor
- Elaborarea, analiza și avizarea studiilor, documentațiilor tehnico – economice, instrucțiunilor și procedurilor, expertiză și dezvoltarea RET;
- Protecția avertizorului de integritate;
- Transparența în procesul decizional;
- Accesul la informații de interes public;
- Întocmirea și urmărirea realizării Planului de prevenire și protecție în domeniul securității și sănătății în muncă;
- Monitorizarea stării de sănătate a personalului;
- Elaborarea și monitorizarea realizării Programului Anual de Investiții;
- Organizarea activității în cadrul proiectelor de investiții;
- Recepția activelor rezultate prin implementarea Programului Anual de Investiții;
- Elaborarea și urmărirea realizării Programului de mentenanță al Rețelei Electrice de Transport (RET);
- Programarea, derularea și raportarea serviciilor/lucrărilor strategice realizate în baza contractului de servicii/lucrări în instalațiile din gestiunea sucursalelor;
- Recepția serviciilor și lucrărilor de mentenanță a RET;
- Exploatarea parcului auto;
- Întreținerea parcului auto;
- Întocmirea propunerilor de scoatere din funcțiune a mijloacelor fixe, dezasarea și casarea bunurilor materiale, altele decât mijloacele fixe;
- Aprobarea scoaterii din funcțiune, dezasarea și casarea bunurilor materiale, altele decât mijloacele fixe;
- Finalizarea acțiunii de scoatere din funcțiune a mijloacelor fixe, dezasarea și casarea bunurilor materiale, altele decât mijloacele fixe;

- Efectuarea operațiunilor de trezorerie;
- Inventarierea bunurilor patrimoniale și înregistrarea în evidența contabilă a rezultatului inventarierii;
- Elaborarea și execuția bugetului de venituri și cheltuieli;
- Organizarea și exercitarea controlului financiar preventiv propriu;
- Stabilirea unui regim intern de numerotare a documentelor financiar – contabile;
- Evaluarea operațiunilor de constituire, urmărire, plata taxelor și impozitelor locale;
- Modul de înregistrare în evidența contabilă;
- Respectarea disciplinei de casă. Respectarea disciplinei financiare privind operațiunile de încasări și plăți în numerar;
- Acordarea și justificarea avansurilor acordate salariaților;
- Organizarea activității de inventariere;
- Efectuarea operațiunii de inventariere;
- Rezultatele operațiunii de inventariere;
- Stabilirea și modificarea drepturilor salariale și asimilate acestora, precum și a celor de altă natură, conform CCM;
- Modul de calcul și înregistrare în evidența contabilă a drepturilor salariale și asimilate acestora, precum și a celor de altă natură, conform CCM;

În anul 2025 la nivelul Companiei nu au fost efectuate misiuni de audit ad-hoc.

De asemenea, nu au fost cazuri de iregularități sau posibile prejudicii raportate prin completarea Formularului de Constatăre și Raportare a Iregularităților (FCRI).

Pentru fiecare misiune de audit public intern efectuată, entitățile auditate au întocmit și semnat „Planul de acțiune pentru implementarea recomandărilor”, unde au fost consemnate toate recomandările formulate în Rapoartele de audit public intern, responsabilii și termenele de implementare.

Totodată, în cadrul misiunilor de audit public intern derulate în cursul anului 2025 nu au fost constatate recomandări neînsușite.

Activitatea de audit public intern

Gradul de realizare al Planului de audit public intern pentru anul 2025 a fost de 100%, în cursul anului fiind formulate 60 recomandări, cu următoarele rezultate:

- 23 recomandări implementate din care;

- 21 recomandări implementate în termenul stabilit;

- 2 recomandări implementate după termenul stabilit.

- 8 recomandări neimplementate sau parțial implementate din care:

- 8 recomandări pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit;

- 0 recomandări cu termenul de implementare depășit.

- 29 recomandări neimplementate din care:

- 29 recomandări pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit;

- 0 recomandări cu termenul de implementare depășit.

La nivelul entităților subordonate Companiei, în anul 2025 au fost realizate un număr de 11 misiuni de asigurare.

În filialele Companiei au fost urmărite de asemenea un număr de 122 recomandări cu următoarele rezultate:

- 81 recomandări implementate din care:

- 81 recomandări implementate în termenul stabilit;

- 0 recomandări implementate după termenul stabilit.

- 29 recomandări parțial implementate din care:

- 26 recomandări pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit;

- 3 recomandări cu termenul de implementare depășit.

- 12 recomandări neimplementate din care:

- 5 recomandări pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit;

- 7 recomandări cu termenul de implementare depășit.

Implementarea recomandărilor făcute în cursul tuturor misiunilor de audit public intern desfășurate pe parcursul anului 2025 a vizat și a condus la:

- cunoașterea și aplicarea mai eficientă a legislației, procedurilor și instrucțiunilor aferente activităților auditate;
- identificarea și corectarea deficiențelor sancționabile de către organele de control extern;
- eliminarea aspectelor negative din activitățile auditate în vederea diminuării condițiilor de apariție a riscurilor;

- o atenție mai mare la aplicarea reglementărilor în vigoare referitoare la activitatea de resurse umane;
- o atenție mai mare la respectarea reglementărilor în vigoare referitoare la activitatea patrimonială a Companiei;
- îmbunătățirea modului de lucru referitor la urmărirea clauzelor contractuale de către responsabilii de contracte și atitudinii acestora în cazul nerespectării acestor clauze de către partenerii de contract;
- creșterea comunicării între entitățile Companiei;
- îmbunătățirea sistemului de control intern aferent entităților și activităților auditate.

În anul 2025 la nivelul Companiei nu au fost efectuate misiuni de consiliere formalizate și nici misiuni de evaluare. Cu toate acestea, structura de Audit Public Intern a acordat consiliere pe tot parcursul anului, celor care au solicitat aceasta.

Astfel, pe parcursul misiunilor efectuate s-au acordat lămuriri cu privire la diverse prevederi legale sau procedurale în vigoare, auditorii interni au răspuns cu promptitudine diverselor solicitări de clarificări din partea filialelor, sau a entităților organizatorice din cadrul Companiei.

Auditul public intern prin activitățile pe care le desfășoară, adaugă valoare atât prin evaluarea sistemului de control intern și analiza riscurilor asociate activităților auditabile, cât și prin recomandările cuprinse în raportul întocmit și transmise în scopul asigurării atingerii obiectivelor Companiei.

Aceste recomandări au determinat structurile auditate să-și perfecționeze activitățile și să-și îmbunătățească sistemul de control intern, astfel că de la un audit la altul s-au remarcat progrese semnificative.

Auditul public intern colaborează cu Comitetul de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere al Companiei privind avizarea Planului anual și multianual API, avizarea Rapoartelor API și urmărirea implementării recomandărilor.

La data întocmirii acestui raport, Raportul anual privind activitatea API pe anul 2025 este transmis în atenția Consiliului de Supraveghere și este în curs de avizare.

Declarația de conformitate cu Codul de Guvernanță Corporativă al BVB

Prevederi din Cod		Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
Secțiunea A – Responsabilități [ale Consiliului de Supraveghere]			
A.1.	TEL trebuie să aibă un regulament intern al Consiliului de Supraveghere (CS) care include termenii de referință/responsabilitățile CS și funcțiile cheie de conducere ale TEL, și care aplică, printre altele, Principiile Generale din Secțiunea A.	CS al TEL își desfășoară activitatea și are atribuțiile/competențele stabilite în baza legislației în vigoare, a Actului constitutiv, a <u>Regulamentului de organizare și funcționare al CS</u> postat pe website-ul Companiei: https://admportal.transelectrica.ro/documents/10179/100731/ROF+CS_24.10.2023.pdf/e6821301-e95b-4959-8c0f-44f65431c659	
A.2.	Prevederi pentru gestionarea conflictelor de interese trebuie incluse în regulamentul CS. În orice caz, membrii CS trebuie să notifice CS cu privire la orice conflicte de interese care au survenit sau pot surveni și să se abțină de la participarea la discuții (inclusiv prin neprezentare, cu excepția cazului în care neprezentarea ar împiedica formarea cvorumului) și de la votul pentru adoptarea unei hotărâri privind chestiunea care dă naștere conflictului de interese respectiv.	Aceste aspecte sunt stipulate și în detaliu în <u>Regulamentul de funcționare și organizare al CS.</u> – secțiunea 5.	
A.3.	CS trebuie să fie format din cel puțin cinci membri.	CS format din șapte membri Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă	
A.4.	Nu mai puțin de doi membri neexecutivi ai CS trebuie să fie independenți. Fiecare membru independent al CS trebuie să depună o declarație la momentul nominalizării sale în vederea alegerii sau realegerii, precum și atunci când survine orice schimbare a statutului său, indicând elementele în baza cărora se consideră că este independent din punct de vedere al caracterului și judecății sale.	În procesul de recrutare legat de procedura de selecție reglementată de OUG 109/2011, candidații au obligația să depună o declarație pe proprie răspundere cu privire la statutul de independent, (anexat la documentația de participare). Toți cei șapte membri CS au completat și depus declarații de independență.	
A.5.	Alte angajamente și obligații profesionale relativ permanente ale unui membru al CS, inclusiv poziții executive și neexecutive în CS unor societăți și instituții non-profit, trebuie dezvăluite acționarilor și investitorilor potențiali înainte de nominalizare și în cursul mandatului său.	Detalii - în Declarațiile de Interese postate pe website-ul Companiei, secțiunea Resurse Umane; https://www.transelectrica.ro/web/tel/declaratii-de-avere ; sau https://admportal.transelectrica.ro/web/tel/transparenta-ordin-guvern ,	
A.6.	Orice membru al CS trebuie să prezinte CS informații privind orice raport cu un acționar care deține direct sau indirect acțiuni reprezentând peste 5% din toate drepturile de vot. Această obligație se referă la orice fel de raport care poate afecta poziția membrului cu privire la chestiuni decise de CS.	Informațiile sunt cerute oricărui membru CS la data numirii prin semnarea declarației de respectare a prevederilor art. 40 din Actul Constitutiv în aplicarea art. 34 din Legea nr. 123/2012;	
A.7.	TEL trebuie să desemneze un secretar al CS responsabil de sprijinirea activității Consiliului.	Componența Secretariatului CS a fost desemnată prin Decizie CS nr. 46/2022 iar persoanele care au desfășurat activitatea în cadrul secretariatului în anul 2025 au fost: Ionela Chelu și Irina Cojocaru.	
A.8.	Declarația privind guvernanța corporativă va informa dacă a avut loc o evaluare a Consiliului sub conducerea Președintelui sau a comitetului de nominalizare și, în caz afirmativ, va rezuma măsurile cheie și schimbările rezultate în urma acesteia. TEL trebuie să aibă o politică/ghid privind evaluarea CS cuprinzând scopul, criteriile și frecvența procesului de evaluare.	TEL, în calitate de <i>întreprindere publică</i> , în ceea ce privește evaluarea membrilor organelor de conducere, este supusă dispozițiilor art.30 alin.(7) și art.34 alin.(2) din OUG nr.109/2011 <i>privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice</i> . Procedura de evaluare se raportează în mod necesar la indicatorii de performanță financiari și nefinanțari, aceștia fiind aprobați de curând prin Hotărârea Adunării Generale a Acționarilor nr. 1/15.01.2025.	
A.9.	Declarația privind guvernanța corporativă trebuie să conțină informații privind numărul de întâlniri ale CS și comitetelor în cursul ultimului an, participarea administratorilor (în persoană și în absență) și un raport al CS și comitetelor cu privire la activitățile acestora	În anul 2025 Consiliul de Supraveghere s-a întrunit în 24 de ședințe, la care au fost prezenți sau după caz reprezentați totalitatea, respectiv majoritatea membrilor. S-au desfășurat 7 ședințe ale Comitetului de Audit, 6 ședințe ale Comitetului de Nominalizare și Remunerare, o ședință a Comitetului pentru Gestiunea Riscurilor și 3 ședințe ale Comitetului pentru Investiții și Securitate Energetică	
A.10.	Declarația privind guvernanța corporativă trebuie să cuprindă informații referitoare la numărul exact de membri independenți din CS.	Toți cei șapte membri CS au completat și depus declarații de independență.	

	Prevederi din Cod	Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
A.11.	CS al TEL trebuie să înființeze un comitet de nominalizare format din membri neexecutivi, care va conduce procedura nominalizărilor de noi membri în CS și va face recomandări CS. Majoritatea membrilor comitetului de nominalizare trebuie să fie independentă.	Comitetul de Nominalizare și Remunerare este constituit în cadrul Consiliului de Supraveghere, detalierea atribuțiilor și responsabilităților fiind detaliate prin ROF al CS. Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă Majoritatea membrilor comitetului de nominalizare și remunerare sunt independenți.	
Secțiune B - Sistemul de gestiune a riscului și control intern			
B.1	CS trebuie să înființeze un comitet de audit în care cel puțin un membru trebuie să fie administrator neexecutiv independent. Majoritatea membrilor, incluzând președintele, trebuie să fi dovedit ca au calificare adecvată relevantă pentru funcțiile și responsabilitățile comitetului. Cel puțin un membru al comitetului de audit trebuie să aibă experiență de audit sau contabilitate dovedită și corespunzătoare. În cazul societăților din Categoria Premium, comitetul de audit trebuie să fie format din cel puțin trei membri și majoritatea membrilor comitetului de audit trebuie să fie independenți.	Comitetul de audit este constituit în cadrul Consiliului de Supraveghere, detalierea atribuțiilor și responsabilităților fiind detaliate prin ROF al CS. Membrii Comitetului de audit în număr de cinci sunt neexecutivi. Toți cei cinci membri din Comitetul de Audit au completat și depus declarații de independență. TEL, în calitate de <i>întreprindere publică</i> , în ceea ce privește comitetele a căror constituire este obligatorie în cadrul Consiliului, este supusă dispozițiilor art.34 din OUG nr.109/2011 <i>privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice</i> . Astfel, în cadrul Consiliului sunt constituite separat Comitetul de audit și Comitetul de gestionare a riscurilor. Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă	
B.2.	Președintele comitetului de audit trebuie să fie un membru neexecutiv independent.	Membrii Consiliului de Supraveghere, în consecință și membrii comitetelor, sunt neexecutivi. Toți cei șapte membri CS au completat și depus declarații de independență.	
B.3.	În cadrul responsabilităților sale, comitetul de audit trebuie să efectueze o evaluare anuală a sistemului de control intern.	Detalii în Raportul anual al Comitetului de Audit - Material AGOA aferent ședinței pentru aprobarea Situațiilor Financiare Anuale, publicat în secțiunea AGA pe pagina de web a Companiei.	
B.4.	Evaluarea trebuie să aibă în vedere eficacitatea și cuprinderea funcției de audit intern, gradul de adecvare al rapoartelor de gestiune a riscului și de control intern prezentate către comitetul de audit al Consiliului, promptitudinea și eficacitatea cu care conducerea executivă soluționează deficiențele sau slăbiciunile identificate în urma controlului intern și prezentarea de rapoarte relevante în atenția Consiliului.	Detalii - în Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei secțiunea AGA pe pagina de web a Companiei, respectiv https://www.transelectrica.ro/web/tel/aga .	
B.5.	Comitetul de audit trebuie să evalueze conflictele de interese în legătură cu tranzacțiile societății și ale filialelor acesteia cu părțile afiliate.	Conform Actului constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA și în aplicarea dispozițiilor Legii nr.24/2017, Consiliul de supraveghere analizează și aprobă <i>tranzacțiile semnificative</i> cu părțile afiliate. CS are obligația de a urmări implementarea la nivelul Companiei de proceduri de aprobare și implementare pentru tranzacțiile încheiate de Companie, sau subsidiarele acesteia, cu părțile implicate, astfel cum sunt aceste persoane definite de legislația și reglementările pieței de capital, precum și a celor mai bune practici pentru a asigura o corectitudine procedurală substanțială a tranzacțiilor cu părțile implicate (tranzacțiile cu sine), prin utilizarea în acest scop a criteriilor stabilite sau recomandate de legislația și reglementările pieței de capital.	
B.6.	Comitetul de audit trebuie să evalueze eficiența sistemului de control intern și a sistemului de gestiune a riscului.	Detalii – în Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei (Material aferent ședinței anuale a AGOA/29.04.2026 având pe ordinea de zi aprobarea Situațiilor Financiare anuale)	

Prevederi din Cod		Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
B.7.	Comitetul de audit trebuie să monitorizeze aplicarea standardelor legale și a standardelor de audit intern general acceptate. Comitetul de audit trebuie să primească și să evalueze rapoartele echipei de audit intern.	Detalii - în Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei (Material aferent ședinței anuale a AGOA/29.04.2026 având pe ordinea de zi aprobarea Situațiilor Financiare anuale)	
B.8.	Ori de câte ori Codul menționează rapoarte sau analize inițiate de Comitetul de Audit, acestea trebuie urmate de raportări periodice (cel puțin anual) sau ad-hoc care trebuie înaintate ulterior Consiliului.	Detalii - în Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei (Material aferent ședinței anuale a AGOA/29.04.2026 având pe ordinea de zi aprobarea Situațiilor Financiare Anuale	
B.9.	Niciunui acționar nu i se poate acorda tratament preferențial față de alți acționari în legătură cu tranzacții și acorduri încheiate de societate cu acționari și afiliații acestora.	Compania asigură un tratament egal pentru toți deținătorii de valori mobiliare, de același tip și clasă, și pune la dispoziția acestora toate informațiile necesare, pentru ca aceștia să-și poată exercita drepturile.	
B.10.	CS trebuie să adopte o politică prin care să se asigure că orice tranzacție a TEL cu oricare dintre societățile cu care are relații strânse a cărei valoare este egală cu sau mai mare de 5% din activele nete ale TEL (conform ultimului raport financiar) este aprobată de CS în urma unei opinii obligatorii a comitetului de audit al CS și dezvăluită în mod corect acționarilor și potențialilor investitori, în măsura în care aceste tranzacții se încadrează în categoria evenimentelor care fac obiectul cerințelor de raportare.	Conform Actului constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA și în aplicarea dispozițiilor Legii nr.24/2017, Consiliul de supraveghere analizează și aprobă <i>tranzacțiile semnificative</i> cu părțile afiliate. Totodată, în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare conform art. 144 lit. B alin (4) din Regulamentul nr. 5/2018 al ASF privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, coroborat cu prevederile art. 92 ⁴³ din Legea 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, auditorul financiar al TEL efectuează semestrial analiza tranzacțiilor cu afiliații.	
B.11.	Auditurile interne trebuie efectuate de către o divizie separată structural (departamentul de audit intern) din cadrul TEL sau prin angajarea unei entități terțe independente.	Activitatea de audit public intern la nivelul Companiei se desfășoară prin structura proprie de audit, distinct, în subordinea directă a Consiliului de Supraveghere.	
B.12.	În scopul asigurării îndeplinirii funcțiilor principale ale departamentului de audit intern, acesta trebuie să raporteze din punct de vedere funcțional către CS prin intermediul comitetului de audit. În scopuri administrative și în cadrul obligațiilor conducerii de a monitoriza și reduce riscurile, acesta trebuie să raporteze direct directorului general.	În aplicarea dispozițiilor legale și conform Organigramei TEL, structura de audit public intern raportează către Consiliul de Supraveghere – Comitetul de audit iar informația relevantă este pusă și la dispoziția Directoratului.	
Secțiunea C – Justa Recompensă și motivare			
C.1.	TEL trebuie să publice pe pagina sa de internet politica de remunerare și să includă în raportul anual o declarație privind implementarea politicii de remunerare în cursul perioadei anuale care face obiectul analizei.	Conform reglementărilor în vigoare, Compania aprobă anual în Adunarea Generală a Acționarilor Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare/Raportul de remunerare. Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă, inclusiv pe website-ul Companiei este publicat contractul de mandat, secțiunea AGA/Guvernanță Corporativă; Politica de remunerare – material AGOA anuala din data de 29.04.2026	
Secțiunea D – Adăugând Valoare prin Relațiile cu investitorii			
D.1.	TEL trebuie să organizeze un serviciu de Relații cu Investitorii – indicându-se publicului larg persoana/ persoanele responsabile sau unitatea organizatorică. În afară de informațiile impuse de prevederile legale, TEL trebuie să includă pe pagina sa de internet o secțiune dedicată Relațiilor cu Investitorii, în limbile română și engleză, cu toate informațiile relevante de interes pentru investitori, inclusiv:	Transelectrica are în componența sa entități organizatorice specializate atât pentru Relația cu Investitorii cât și pentru Relația cu acționarii (contact). Date și informații se pot consulta pe https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ,	
D.1.1	Principalele reglementări corporative: Actul constitutiv, procedurile privind adunările generale ale acționarilor;	Se poate consulta site-ul TEL, https://www.transelectrica.ro/regulament-de-guvernanta-corporativa , iar Procedura AGA este prezenta în fiecare	

Prevederi din Cod			Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
			Convocator/completare convocator, secțiunea Relații investitori/AGA	
D.1.2	CV-urile profesionale ale membrilor organelor de conducere ale TEL, alte angajamente profesionale ale membrilor CS, inclusiv poziții executive și neexecutive în consilii de administrație din societăți sau din instituții non-profit;		Documente publice pe site-ul TEL, în secțiunea Relații investitori/Guvernanta Corporativă/Consiliul de Supraveghere și Directorat - <i>Note Biografice și CV-uri</i> ; (https://www.transelectrica.ro/web/tel/guvernanta-corporativa).	
D.1.3	Rapoartele curente și rapoartele periodice (trimestriale, semestriale și anuale) – cel puțin cele prevăzute la punctul D.8 – inclusiv rapoartele curente cu informații detaliate referitoare la neconformitatea cu prezentul Cod;		Documente relevante se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori, tab Raportări curente și Raportări periodice, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ;	
D.1.4	Informații referitoare la adunările generale ale acționarilor: ordinea de zi și materialele informative; procedura de alegere a membrilor Consiliului; argumentele care susțin propunerile de candidați pentru alegerea în Consiliu, împreună cu CV-urile profesionale ale acestora; întrebările acționarilor cu privire la punctele de pe ordinea de zi și răspunsurile societății, inclusiv hotărârile adoptate;		Documentele se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori/AGA, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/aga ,	
D.1.5	Informații privind evenimentele corporative, cum ar fi plata dividendelor și a altor distribuiri către acționari, sau alte evenimente care conduc la dobândirea sau limitarea drepturilor unui acționar, inclusiv termenele limită și principiile aplicate acestor operațiuni. Informațiile respective vor fi publicate într-un termen care să le permită investitorilor să adopte decizii de investiții;		Documentele se pot consulta pe website-ul TEL secțiunea Relații investitori, link https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ;	
D.1.6	Numele și datele de contact ale unei persoane care va putea să furnizeze, la cerere, informații relevante;		relatii.investitori@transelectrica.ro , Acționariat: Mihaela GRAMA - număr contact: +40.21.303.59.48 Relații investitori: Adrian ȘUȚA - număr contact: +40.21.303.56.67, date publice și pe website-ul TEL, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/contact-ri ,	
D.1.7	Prezentările TEL (de ex., prezentările pentru investitori, prezentările privind rezultatele trimestriale etc.), situațiile financiare (trimestriale, semestriale, anuale), rapoartele de audit și rapoartele anuale.		Documentele se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/rapoarte-periodice ,	
D.2	TEL va avea o politică privind distribuția anuală de dividende sau alte beneficii către acționari, propusă de Directorat și adoptată de Consiliul de Supraveghere, sub forma unui set de linii directoare pe care TEL intenționează să le urmeze cu privire la distribuirea profitului net. Principiile politicii anuale de distribuție către acționari vor fi publicate pe pagina de internet a TEL.		Repartizarea profitului Companiei se realizează în conformitate cu prevederile OG 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale, societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome.	
D.3	TEL va adopta o politică în legătură cu previziunile, fie că acestea sunt făcute publice sau nu. Previziunile se referă la concluzii cuantificate ale unor studii ce vizează stabilirea impactului global al unui număr de factori privind o perioadă viitoare (așa numitele ipoteze): prin natura sa, aceasta proiecție are un nivel ridicat de incertitudine, rezultatele efective putând diferi în mod semnificativ de previziunile prezentate inițial. Politica privind previziunile va stabili frecvența, perioada avută în vedere și conținutul previziunilor. Dacă sunt publicate, previziunile pot fi incluse numai în rapoartele anuale, semestriale sau trimestriale. Politica privind previziunile va fi publicată pe pagina de internet a Companiei.		Activitatea Companiei este reglementată de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei.	.

	Prevederi din Cod	Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitat)
D.4.	Regulile AGA nu trebuie să limiteze participarea acționarilor la AGA și exercitarea drepturilor acestora. Modificările regulilor vor intra în vigoare, cel mai devreme, începând cu următoarea AGA;	TEL respectă toate drepturile deținătorilor de instrumente financiare emise și le asigură acestora un tratament echitabil, indiferent de numărul de acțiuni deținute și depune permanent eforturi susținute pentru a realiza o comunicare efectivă, activă și transparentă în vederea exercitării drepturilor de către acționari într-o manieră echitabilă;	
D.5.	Auditorii externi vor fi prezenți la adunarea generală a acționarilor atunci când rapoartele lor sunt prezentate în cadrul acestor adunări.	Nu există nici un fel de limitări procedurale în această privință.	
D.6.	CS va prezenta adunării generale anuale a acționarilor o scurtă apreciere asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative, precum și opinii asupra unor chestiuni supuse deciziei adunării generale	Material AGOA pentru ședința din data de 29 aprilie 2026 – Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru gestiunea riscurilor din cadrul CS al TEL aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei	
D.7.	Orice specialist, consultant, expert sau analist financiar poate participa la adunarea acționarilor în baza unei invitații prealabile din partea Consiliului. Jurnaliștii acreditați pot, de asemenea, să participe la adunarea generală a acționarilor, cu excepția cazului în care Președintele Consiliului hotărăște în alt sens.	Jurnaliștii acreditați pot de asemenea, să participe la adunarea generală a acționarilor cu condiția ca aceștia să informeze în prealabil (în vederea facilitării accesului).	
D.8.	Rapoartele financiare trimestriale și semestriale vor include informații atât în limba română, cât și în limba engleză referitoare la factorii cheie care influențează modificări în nivelul vânzărilor, al profitului operațional, profitului net și al altor indicatori financiari relevanți, atât de la un trimestru la altul, cât și de la un an la altul.	Documente relevante se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori/Raportări periodice, link https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ;	
D.9.	TEL va organiza cel puțin două ședințe/teleconferințe cu analiștii și investitorii în fiecare an. Informațiile prezentate cu aceste ocazii vor fi publicate în secțiunea relații cu investitorii a paginii de internet a TEL la data ședințelor/teleconferințelor.	Conform Calendarului anual de Comunicare Financiară al TEL, aprobat și transmis instituțiilor pieței de capital, BVB și ASF, Compania a stabilit în anul 2025 patru întâlniri cu analiști financiari, consultanți de plasament, brokeri și investitori pentru prezentarea rezultatelor financiare • (https://admportal.transelectrica.ro/ro/web/tel/calendar-financiar)	
D.10	În cazul în care TEL susține diferite forme de expresie artistică și culturală, activități sportive, activități educative sau științifice și consideră că impactul acestora asupra caracterului inovator și competitivității TEL fac parte din misiunea și strategia sa de dezvoltare, va publica politica cu privire la activitatea sa în acest domeniu.	Documentul poate fi consultat pe website-ul TEL, secțiunea Despre noi/ Responsabilitate socială corporativă, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/responsabilitate-sociala-corporativa Informații aferente acestei secțiuni se pot accesa consultând documentele din raportarea periodică anuală 2025.	

15. Responsabilitate Socială Corporativă

Politica de responsabilitate socială corporativă

Orice organizație modernă este evaluată dincolo de performanțele sale economice, calitatea managementului și politica de comunicare, și în funcție de contribuția la viața socială a comunității din care face parte.

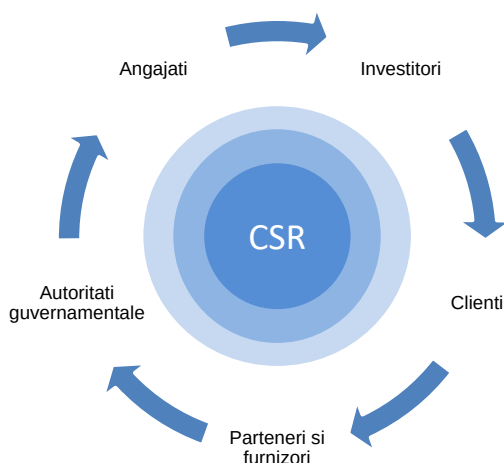
Responsabilitatea Socială este un proces de management prin care Compania dorește să contribuie la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante.

Responsabilitatea socială față de comunitate este la fel de importantă ca succesul în afaceri și, de aceea, Compania a avut în vedere pe parcursul anului 2025 corelarea politicii de Responsabilitate Socială Corporativă cu problemele sociale ale comunității unde își desfășoară activitatea, implicându-se în rezolvarea problemelor sociale și susținând creșterea accesului la educație în zonele defavorizate.

Compania ia în considerare interesele societății și se responsabilizează față de angajați, acționari, comunitate și mediu.

Responsabilitatea socială reprezintă parte integrantă a strategiei de afaceri a companiei și contribuie la consolidarea poziției de piață și păstrarea reputației.

Figura 35: Politica CSR – dialog cu părți interesate

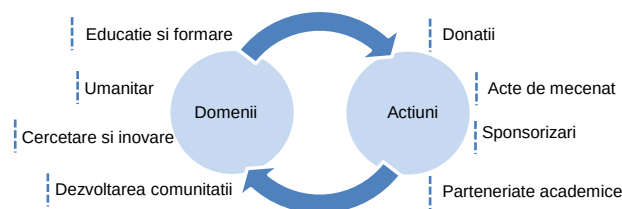


Domenii și acțiuni CSR

Responsabilitatea Socială este un proces de management prin care Transelectrica dorește să contribuie la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante. Viziunea noastră în domeniul Responsabilității Sociale Corporative este să promovăm valorile naționale precum inovația, spiritul

de echipă, respectul diversității și angajamentul. Acestea stau la baza performanței noastre.

Prin politica de responsabilitate socială corporativă, Compania se concentrează pe următoarele domenii și acțiuni cuprinse într-o strategie pe termen lung:



Educație și formare

Obiectiv: Sprijinirea tinerilor care studiază în domeniul energetic în vederea dezvoltării educaționale și profesionale a acestora.

Pentru societatea românească, tinerii sunt cea mai importantă valoare. Suntem activi în mediul universitar prin parteneriate cu asociații studențești, dar și prin alte inițiative.

- Colaborăm cu facultățile din domeniul energetic prin utilizarea laboratoarelor de cercetare și prin acordarea de burse studenților.
- Oferim studenților din domeniul energetic posibilitatea participării la activitatea Transelectrica sub forma unor vizite tehnice în cadrul companiei.

Acțiuni umanitare

Obiectiv: Sponsorizarea unor Asociații care vin în sprijinul persoanelor cu necesități medicale, din zone defavorizate și din familii cu venituri reduse sau care au nevoie de tratament medical de lungă durată.

Oamenii sunt în centrul preocupărilor noastre și încercăm întotdeauna să-i ajutăm pe cei defavorizați.

Printre cei care pot beneficia de susținerea noastră se numără și asociațiile care vin în sprijinul acestora.

Mediul înconjurător

Obiectiv: Asigurarea protecției și îmbunătățirii calității mediului și promovarea activităților care au ca efect colectarea selectivă în vederea reciclării.

Responsabilitatea socială corporativă ar putea fi percepută și ca bazându-se pe responsabilitatea socială personală, pe grija și disponibilitatea fiecărui individ de a-și construi existența în strânsă legătură cu mediul înconjurător, în contextul regăsirii în valorile promovate de companie.

Politica noastră de mediu preia angajamentul pentru derularea tuturor activităților noastre specifice în mod responsabil, acordând atenția corespunzătoare impactului asupra mediului înconjurător și dezvoltării durabile.



Aceasta include protecția mediului iar protecția mediului condiționează dezvoltarea durabilă. Cerințele și exigențele existente la nivelul Uniunii Europene impun o nouă abordare a problemelor globale de mediu, din punct de vedere al efectelor și presiunii asupra mediului și a tuturor consecințelor dezvoltării socio-economice. Concret, ne dorim ca acțiunile de responsabilitate socială corporativă să aibă ca și componentă principală, indiferent de direcția lor finală, aspecte de mediu și modalități prin care impactul de mediu al activității noastre să se reducă semnificativ.

Responsabilitatea socială față de angajați

Obiectivul Companiei cu privire la responsabilitatea socială față de angajați implică acordarea de sprijin atât angajaților Companiei cât și familiilor acestora în cazul unor probleme majore de sănătate.

Voluntariatul corporativ

Obiectiv: Realizarea unor acțiuni de voluntariat în vederea soluționării problemelor comunității.

Voluntariatul sprijinit de angajator reprezintă orice efort al Companiei de a își încuraja angajați să

participe în activități de voluntariat în comunitate și de a-i spijini în eforturile lor de implicare.

Managementul executiv al Companiei încurajează și susține participarea angajaților în calitate de voluntari în diferite acțiuni și campanii de strângere de fonduri și propune proiecte concrete în care aceștia să-și ofere timpul și dăruirea pentru îmbunătățirea relațiilor dintre angajați prin activități de echipă.

Criterii de eligibilitate a proiectelor

Transelectrica va sprijini numai acele proiecte sau organizații care pot asigura atingerea obiectivelor stabilite de strategia de Responsabilitate Socială corporativă, amintite anterior.

Totodată Transelectrica dorește să sprijine proiectele/organizațiile cu care împărtășește aceleași valori și care dovedesc a fi benefice pentru societate.

Sponsorizările acordate de companie NU pot fi accesate de:

- Partide politice sau organizații ale căror activitate se asimilează cu cea a unui partid politic;
- Instituții publice, exceptând instituțiile de învățământ (școală, grădiniță, universitate, etc), muzeele, spitalele și alte instituții de cultură și de sănătate cu sediul în România;
- Persoane fizice sau juridice subiect al unui conflict de interese;
- Organizații/instituții care vizează obținere de profit;
- Persoane fizice sau juridice ce au fost declarate într-o situație anterioară de sponsorizare;
- Beneficiarii care sunt în stare sau pe cale de reorganizare judiciară, dizolvare, lichidare sau au activitatea suspendată;
- Beneficiarii/organizațiile care au suferit condamnări definitive pentru săvârșirea unei infracțiuni;
- Beneficiarii/organizațiile care au fost declarați într-o situație de încălcare a unui contract anterior de finanțare și/sau donație și/sau sponsorizare cu Transelectrica;
- Persoanele afiliate sau ale căror rude de până la gradul III sunt afiliate la partidele politice sau orice altă organizație cu a cărei activitate se asimilează acestora.

În conformitate cu art. XIV, din OUG nr. 2/2015, pentru modificarea și completarea unor acte normative precum și alte măsuri, este prevăzut faptul că operatorii economici prevăzuți la art. 1 din Ordonanța Guvernului nr. 26/2013 privind întărirea disciplinei financiare la nivelul unor operatori economici la care statul sau unitățile administrative teritoriale sunt

acționari unici ori majoritari sau dețin direct ori indirect o participație majoritară, aprobată cu completări prin Legea nr. 47/2014 (categorie din care face parte și Compania), care acordă donații și sponsorizări în bani, conform legislației în vigoare, respectă la acordarea acestora încadrarea în următoarele plafoane:

- minimum 40% din suma aprobată, în domeniul medical și de sănătate;
- minimum 40% din suma aprobată, în domeniile educație, învățământ, social și cultural pentru dotări cu echipamente, servicii, acțiuni sau orice alte activități în legătură cu aceste domenii, inclusiv programe naționale;
- maximum 20% din suma aprobată, pentru alte acțiuni și activități, inclusiv pentru suplimentarea celor prevăzute primele puncte.

Politica privind sponsorizările

Criterii de sponsorizare stabilite de Companie sunt:

- **Transparență:** Sponsorizarea trebuie să fie transparentă, beneficiarul acesteia să fie cunoscut, iar scopul în care va fi utilizată să fie dezvăluit și verificabil;
- **Scop:** Suma donată trebuie să contribuie la un scop relevant sectorului descris anterior;
- **Cost:** Costul necesar pentru implementarea proiectului/acțiunii supuse sponsorizării trebuie justificat și detaliat;
- **Reputația/Caracterul demn de încredere al beneficiarului:** Pe cât posibil, se va efectua o evaluare a integrității beneficiarului;
- **Cadrul strategic al sponsorizărilor:** Sponsorizările trebuie să corespundă strategiei Transelectrica;
- **Beneficii oferite Companiei:** Beneficiarul trebuie să ofere Transelectrica oportunități de vizibilitate și reciprocitate în afaceri cu impact financiar;
- **Relații anterioare cu Transelectrica:** Experiența anterioară pozitivă influențează în mod pozitiv evaluarea noii cereri.

Sponsorizarea sau donația este evaluată de către Companie potrivit criteriilor de evaluare.

- Beneficiarul trebuie să transmită un raport concis Serviciului de Responsabilitate Socială Corporativă, după încheierea procesului de Donație/Sponsorizare, menționând toate rezultatele tangibile implementate de către acesta.
- Compania trebuie să monitorizeze, în general, următoarele:
 - Respectarea contractului scris și a politicilor companiei;
 - Atingerea obiectivelor privind sponsorizarea sau donația;

- Buna gestionare și ținere a evidențelor;
- Depunerea rapoartelor;
- Beneficiile aduse Companiei și comunității.

Toate cererile de sponsorizare/donație trebuie realizate în scris și adresate Serviciului de Responsabilitate Socială Corporativă, incluzând următoarele detalii:

- Numele organizației/ beneficiarului, numărul de telefon, adresa și persoana de contact;
- Scopul acțiunii/ programului/ evenimentului pentru care se solicită sprijin, inclusiv informații de fond;
- Suma necesară;
- Rezultatele care se vor obține prin intermediul sprijinului acordat;
- Beneficiile ce rezultă din sprijinul acordat.

În consecință Transelectrica, parte a vieții publice, are îndatoriri certe față de societate.

Implicarea în comunitate este necesară nu doar pentru a ne asigura succesul comercial, ci și pentru a obține respectul comunităților în cadrul cărora ne desfășurăm activitatea, contribuind la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante.

De aceea proiectele în care alegem să ne implicăm trebuie să depășească zona de afaceri și să se apropie cât mai mult de nevoile oamenilor și a mediului înconjurător pentru a putea participa activ la îmbunătățirea calității vieții și a nivelului de trai.

Angajamentul nostru este să susținem parteneriatele strategice în aceste domenii și să convingem, prin exemplul propriu, angajați, clienți sau chiar parteneri de afaceri să ni se alăture.

Principalele proiecte CSR în 2025

În anul 2025, am ales să ne implicăm în continuare în domenii precum: educație și formare, acțiuni umanitare și de mediu, și responsabilitate față de angajați.

Suma totală pentru acțiuni de sponsorizare, mecenat, responsabilitate socială corporativă, burse etc. a fost în valoare de 4.982.950 lei, conform filei bugetului de cheltuieli și venituri rectificat aprobat pentru anul 2025.

Cheltuielile aferente anului 2025, au fost distribuite pe următoarele domenii:

- Domeniul medical și sănătate: 2.395.450 lei, (sumă care include și valoarea ajutoarelor financiare acordate persoanelor diagnosticate cu diverse afecțiuni medicale)
- Domeniul educație, învățământ, social și sport: 1.623.500 lei
- Alte activități: 964.000 lei.

Compania a decis acordarea de ajutoare financiare în valoare de 1.814.550 lei unui număr de 62 persoane diagnosticate cu diverse afecțiuni medicale, pentru acoperirea cheltuielilor de tratament.

În anul 2025, Transelectrica a continuat acțiunile de responsabilitate socială inițiate în ultimii ani și s-a implicat în programe noi, devenind din ce în ce mai vizibilă și constantă, fiind alături de asociații, organizații non-guvernamentale și unități de învățământ cu profil energetic/tehnic.

Valoarea totală a contractelor de sponsorizare în domeniile educație, învățământ, social și sport, în anul 2025, a fost 1.623.500 lei.

În consecință Transelectrica, parte a vieții publice, are îndatoriri certe față de societate. Implicarea în comunitate este necesară nu doar pentru a ne asigura

succesul comercial, ci și pentru a obține respectul comunităților în cadrul cărora ne desfășurăm activitatea, contribuind la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante.

În anul 2026 Transelectrica va pune în aplicare politica CSR în vederea atingerii obiectivelor stabilite, susținând categoriile defavorizate și tinerii de perspectivă și ținând cont totodată, de calitatea educației și de impactul de mediu.

Ca și în anul precedent, o altă prioritate a anului 2026 o reprezintă susținerea tinerei generații prin implicarea în dezvoltarea profesională prin acordare de burse atât studenților cât și elevilor cu rezultate deosebite din unitățile de învățământ cu profil energetic și prin utilizarea laboratoarelor de cercetare ale facultăților sau școlilor de profil.

Responsabilitatea față de mediu

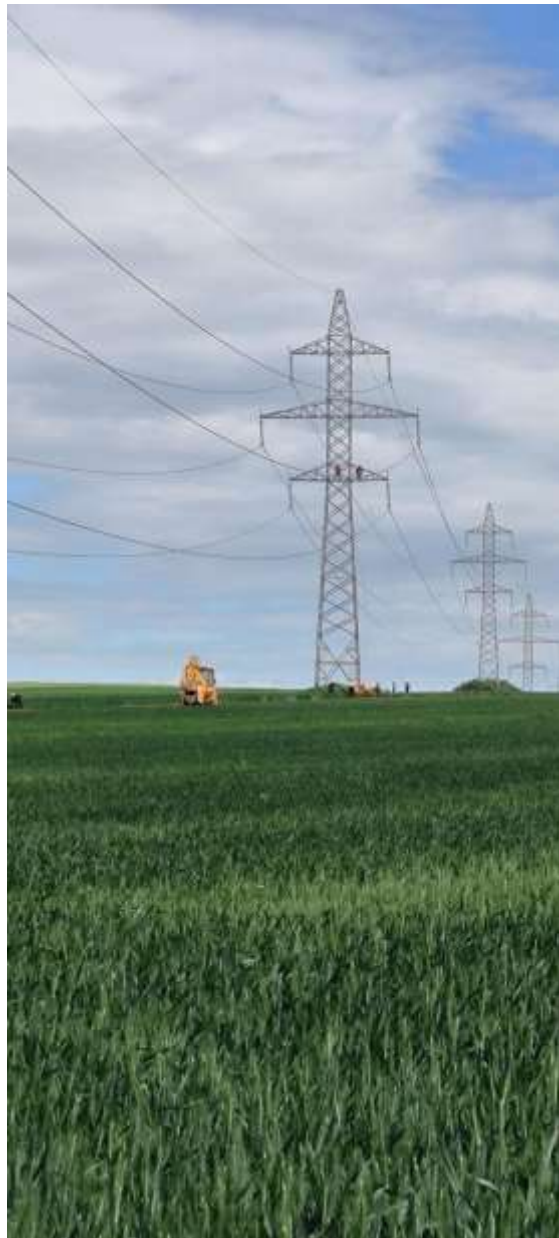
Protecția mediului înconjurător reprezintă un obiectiv important pentru Companie, în vederea dezvoltării durabile și sustenabile a Companiei. Astfel politica în domeniul protecției mediului reprezintă parte integrantă a politicii generale, având ca obiective menținerea unui sistem de management de mediu performant, prevenirea și reducerea poluării, conformarea cu cerințele legale naționale și europene și dezvoltarea durabilă.

Obiectivele de mediu pentru anul 2023 au urmărit menținerea unui sistem de management de mediu performant, prevenirea și reducerea poluării astfel încât impactul rețelei electrice de transport asupra mediului să se încadreze în limitele cerințelor naționale și europene. Atingerea obiectivelor s-a realizat prin acțiunile preventive și corective cuprinse în programul anual de management de mediu.

Pentru îndeplinirea obiectivelor, Compania a luat măsuri de reducere a impactului asupra mediului atât în activitatea de exploatare cât și în activitățile de mentenanță și de investiții, care au presupus lucrări de construcții – montaj, astfel încât, în anul 2023 nu au fost semnalate probleme deosebite privind protecția mediului.

Descrierea impactului RET asupra mediului înconjurător

Instalațiile electrice de înaltă tensiune constituite în principal din linii electrice aeriene și stații de transformare și conexiune sunt instalații cu impact semnificativ asupra mediului datorat atât complexității tehnice a instalațiilor cât și suprafețelor de teren ocupate și lungimilor de ordinul zecilor sau chiar sutelor de km, de regulă pe teritoriul mai multor județe.



În condiții normale de exploatare a instalațiilor RET, nu se evacuează poluanți în mediu. Se pot emite accidental în mediu unele substanțe chimice cu acțiune poluantă în cazul existenței unor neetanșeități ale echipamentelor, al exploatărilor greșite, al avariilor sau în momentul executării unor lucrări de construcție și mentenanță.

Identificarea și evaluarea aspectelor de mediu pentru tehnologie și construcție sunt realizate de la prima fază de proiectare. Pe baza acestora se elaborează planul de management de mediu (pentru construcție, funcționare și dezafectare instalație), care cuprinde programul de măsuri pentru prevenirea poluării și pentru reducerea impactului și programul de monitorizare al factorilor de mediu.

Aspecte de mediu legate de *construcție* sunt împărțite în cele:

➤ **fizice** care au ca modalități de manifestare (efecte):

- afectarea solului prin deschiderea unor noi căi de acces, decopertări și excavații
- ocuparea terenului cu organizarea de șantier, inclusiv depozite
- afectarea florei prin defrișarea sistematică a vegetației
- afectarea faunei (fragmentarea habitatului, electrocutări, etc.)
- afectarea păsărilor (prin construirea de obstacole aeriene amplasate pe culoarul de zbor)
- generarea de deșeuri (porțelan, sticlă, beton, metale, ulei uzat, ambalaje, moloz, etc.)
- afectarea populației și faunei prin zgomotul produs de utilajele folosite, de mijloacele de transport, etc.
- afectarea populației și faunei prin zgomotul produs de efectul Corona la instalațiile de înaltă tensiune

➤ **cele chimice** dintre care se pot enumera:

- poluarea solului și/sau a apelor prin scurgeri accidentale de combustibil, ulei și alte substanțe chimice
- poluarea aerului prin:
 - emisii de gaze de ardere (SO_x, CO_x, NO_x, COV, pulberi în suspensie) de la instalații de încălzire sau mijloace de transport
 - emisii de hexafluorură de sulf (SF₆) – scurgeri accidentale produse în timpul manipulării gazului sau datorate neetanșeităților echipamentelor
 - emisii de pulberi datorate lucrărilor de construcție-montaj

- emisii de compuși organici volatili de la vopsele și diluanți, etc.

➤ **cele socio-economice** cum ar fi perturbarea unor activități sociale, inclusiv mutarea populației

Aspecte de mediu legate de *exploatare-mentenanță* sunt împărțite în cele:

➤ **fizice** care au ca modalități de manifestare (efecte):

- ocuparea terenului cu traseele LEA și amplasamentele stațiilor
- afectarea florei prin defrișarea sistematică a vegetației
- afectarea faunei (fragmentarea habitatului, electrocutări, etc.)
- afectarea păsărilor și aparatelor de zbor (obstacole aeriene amplasate pe culoarul de zbor, coliziune, electrocutare, etc.)
- pericol de electrocutare sau arsuri prin contact sau prin căderea LEA în apropiere sau la traversări de drumuri, căi ferate, ape, clădiri, etc.
- pericol de incendiu ca urmare a deteriorării izolației sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetație uscată
- afectarea populației și faunei de zgomotul și vibrațiile produse de funcționarea sau vibrația elementelor RET
- efectele sonore și luminoase ale fenomenului Corona
- perturbații ale sistemelor de radio și televiziune produse de câmpul electromagnetic
- influențe ale câmpului electromagnetic asupra instalațiilor de telecomunicații sau a altor rețele electrice la încrucișările și apropierea de acestea
- efectele câmpului electromagnetic asupra ființelor vii.

➤ **cele chimice** dintre care se pot enumera:

- poluarea solului și/sau a apelor prin scurgeri accidentale de combustibil, ulei și alte substanțe chimice
- poluarea aerului prin:
 - emisii de gaze de ardere (SO_x, CO_x, NO_x, COV, pulberi în suspensie) de la instalații de încălzire sau mijloace de transport
 - emisii de hexafluorură de sulf (SF₆) – scurgeri accidentale produse în timpul manipulării gazului sau datorate neetanșeităților echipamentelor
 - ozon și oxizi de azot – efect corona la înaltă tensiune
 - vapori de acid sulfuric – de la baterii de acumulate.

- **cele vizuale și psihice** prin afectarea peisajului și teama provocată de apropierea și de efectele vizuale și sonore ale RET.

Compania a luat măsuri de prevenire a poluării și de reducere a impactului asupra mediului atât în activitatea de exploatare cât și în activitățile de mentenanță și de investiții, care presupun construcții – montaj, astfel încât în anul 2025 nu au fost semnalate probleme deosebite privind protecția mediului.

Indicatori de impact

Tabel 37: Suprafața ocupată de linii și stații electrice

Entitate	Fără zonă de siguranță [m2]		Cu zonă de siguranță [m2]	
	Stații	LEA	Stații	LEA
Total 2025	3.995.212	2.890.762	6.954.130	485.054.865
Total 2024	3.995.286	2.709.056	7.093.750	551.312.906
Total 2023	3.988.066	2.893.289	7.137.572	551.176.743

Surse de poluare a solului, apelor subterane și terestre

Din exploatarea normală a instalațiilor RET nu sunt evacuate pe sol, în apele subterane sau terestre niciun fel de noxe. Pot apărea poluări accidentale datorate neetanșeităților/spargerii echipamentelor care conțin substanțe periculoase sau ulei electroizolant sau defecțiunilor apărute la instalațiile de regenerare/alimentare/ evacuare ulei în/din echipamente.

De asemenea pot apărea scurgeri de ulei/combustibil auto de la utilajele și mijloacele de transport în timpul executării lucrărilor de construcții și mentenanță (uleiul scurs în mediu a fost reținut cu pământ absorbant, biodegradabil).

Surse de poluare a aerului

Emisii directe

În timpul activităților de construcție, mentenanță și de exploatare normală a instalațiilor RET nu sunt evacuate în atmosferă cantități semnificative de poluanți.

În perioada de construcție, de mentenanță și de operare normală a instalațiilor RET pot rezulta următoarele emisii în atmosferă: pulberi în suspensie - în timpul lucrărilor de construcție, gaze de ardere - de la mijloacele auto, grupurile electrogene și de la centralele termice, ozon în cantități neglijabile (efectul Corona), hexafluorură de sulf - ca urmare a neetanșeității echipamentelor sau manipulării neadecvate a gazului.

În condițiile unor incendii sau explozii pot rezulta gaze de ardere (SOx, COx, NOx, COV, pulberi în suspensie, etc.).

Din punct de vedere al impactului asupra mediului, în anul 2025:

- nu au fost poluări accidentale cu impact semnificativ asupra mediului;
- nu au fost reclamații privind mediul;
- deșeurile generate au fost eliminate/valorificate în procent de 89,77%, restul deșeurilor fiind stocate.

LEA de înaltă tensiune generează poluarea atmosferei cu ozon și oxizi de azot ca urmare a descărcărilor Corona care apar în jurul conductoarelor active, mai ales pe timp ploios. Aportul suplimentar al acestor substanțe poluante la fondul existent nu este major și nu poate conduce la depășiri ale valorilor de prag de informare legal, nivel dincolo de care există un risc pentru sănătatea umană.

Surse de ape uzate

Din procesul de transport al energiei electrice nu rezultă ape uzate tehnologice. Apele uzate generate pe amplasamentul instalațiilor RET sunt *ape uzate menajere* provenite din activitatea umană (se evacuează direct în canalizarea orășenească sau se vidanjează și se transportă la o stație de epurare ape uzate urbane sau se epurează local în microstații de epurare și se evacuează pe sol sau în ape terestre), *ape pluviale* colectate în cuvele echipamentelor cu ulei și în căminele platformelor betonate pentru depozitarea deșeurilor și echipamentelor (pot să conțină ulei provenit din scurgeri) ce sunt epurate mecanic în separatoare apă - ulei și evacuate în canalizarea orășenească sau vidanjate și transportate la o stație de epurare ape uzate urbane sau evacuate pe sol sau în ape terestre cu respectarea limitelor maxime admisibile pentru poluanții evacuați în mediu.

Generarea de deșeuri

Din activitatea de transport al energiei electrice nu rezultă în mod direct deșeuri. Deșeurile rezultă din activitatea de construcție, mentenanță și din activitatea umană. Cantitățile de deșeuri sunt diferite de la an la an, în funcție de volumul lucrărilor de investiții și de mentenanță.

Deșeurile generate s-au eliminat/valorificat cu firme autorizate.

Câmpul electromagnetic generat de instalațiile RET

Stațiile electrice de transformare/conexiune și liniile electrice aeriene de 220kV și 400kV au impact relativ restrâns asupra vecinătăților, existent doar în jurul instalațiilor RET. O mare parte din efectele perturbatoare sunt datorate inducției electrice (în obiectele sau structurile metalice neconectate la pământ) și fenomenelor de interferență.

Tabel 38: Gestionarea deșeurilor

An	Deșeuri generate (t)	Deșeuri valorificate (t)	Deșeuri eliminate (t)	Deșeuri stocate (t)	Indicator de gestionare deșeuri: deșeuri eliminate, valorificate/deșeuri generate
2025	21.717,59	14.775,82	6.625,08	627,20	89,77%
2024	10.341,65	8.550,89	3.174,29	6.048,96	71,54%
2023	6.061,9	2.117,5	2.653,8	1.290,6	78,70%

Poluarea fonică

În perioada de construcție se poate produce zgomot datorită execuției lucrărilor și funcționării echipamentelor și mijloacelor auto. În timpul operării poluarea fonică este datorată zgomotului produs de funcționarea, vibrația instalațiilor RET sau de descărcările Corona din spațiul din jurul conductoarelor active.

Nivelul de zgomot produs de efectul Corona la o distanță de 25 m de conductorul activ variază între 53 dB pe timp ploios și 33 dB pe timp frumos.

Impactul asupra faunei

Impactul asupra faunei este semnificativ în special asupra păsărilor, manifestându-se prin coliziunea sau electrocutarea acestora de către instalațiile RET în culoarele de migrație sau în zonele protejate.

Principalele culoare de migrație ale diverselor tipuri de păsări au fost identificate în zonele Banat, Dobrogea și Delta Dunării.

• Impactul asupra vegetației

Impactul asupra vegetației este determinat de ocuparea definitivă sau temporară a terenurilor și de îndepărtarea vegetației care depășește o anumită înălțime, din zonele de siguranță ale instalațiilor RET, pentru evitarea apariției incendiilor. Acest impact poate fi semnificativ doar în zonele protejate.

Măsuri efectuate pentru prevenirea și/sau limitarea impactului asupra mediului.

Soluțiile constructive adoptate pentru realizarea liniilor și stațiilor electrice de înaltă tensiune asigură protecția corespunzătoare împotriva efectelor datorate expunerii organismelor vii la câmpul electromagnetic precum și diminuarea impactului acestor instalații asupra mediului înconjurător.

Conform studiilor efectuate de instituții de specialitate în vecinătatea liniilor aeriene de 220kV și 400kV, intensitatea câmpului electric scade cu distanța, astfel încât la o distanță de cca 25 – 30 m de axul liniei, intensitatea câmpului este zero.

Principalele măsuri efectuate în cursul anului 2025 pentru prevenirea și/sau limitarea impactului asupra mediului au fost în privința:

- *executare lucrări de:*
 - construcție sau mentenanță a rețelelor de canalizare pentru ape uzate menajere și/sau pluviale;
 - montare separatoare apă-ulei la cuvele echipamentelor cu ulei și la platformele de depozitare;
 - construcție platforme betonate pentru depozitarea temporară a echipamentelor și deșeurilor;
 - mentenanță echipamentelor cu ulei sau SF6 pentru prevenirea scurgerilor;
 - vopsirea stâlpilor liniilor electrice aeriene (LEA) în culori adecvate peisajului;
 - defrișare/întreținere coridoare de siguranță pentru LEA;
 - refacere/amenajare terenuri pentru aducerea la starea (inițială după finalizarea lucrărilor).
- *achiziții de servicii privind:*
 - monitorizarea calității apelor uzate din stațiile și sediile Companiei și propunerea de soluții de reducere a poluării conform cerințelor din autorizațiile de mediu și de gospodărire a apelor;
 - evaluarea influenței instalațiilor din Rețeaua Electrică de Transport asupra calității aerului prin monitorizarea emisiilor de poluanți în atmosferă;
 - colectarea, sortarea, transportul și valorificarea/eliminarea deșeurilor.

- *elaborare planuri de management de mediu pentru proiectele de mentenanță, rețehnologizare / modernizare.*



9,2 mil. lei

Cheltuieli protecția mediului

Cheltuielile totale pentru protecția mediului, incluse în cheltuielile de exploatare, mentenanță și investiții, au fost de 9,2 mil lei (aproximativ 1,8 mil euro).

Conformarea cu cerințele legale

Obiectivele din gestiunea Companiei (272 obiective: stații electrice de transformare și conexiune, linii electrice aeriene, sedii, etc., autorizate sau în curs de autorizare/ reautorizare) funcționează conform cerințelor legale privind protecția mediului, gradul de autorizare fiind de 100% (8 de autorizații de mediu).

Lucrările de mentenanță și investiții au fost executate conform cerințelor legale și de reglementare (avize și/sau acorduri de mediu și avize de gospodărire a apelor, după caz).

Deșeurile generate au fost gestionate conform cerințelor legale și eliminate/valorificate cu firme autorizate, fiind plătite totodată și taxe la Fondul pentru Mediu. Au fost îndeplinite toate măsurile dispuse de autoritățile de reglementare și control în domeniul protecției mediului și gospodăririi apelor.

Au fost monitorizați factorii de mediu (aer, apă, sol, zgomot, câmp electromagnetic, deșeuri) conform cerințelor din documentele de reglementare privind mediul și gospodărirea apelor;

Au fost raportate corect și la timp toate informațiile de mediu conform cerințelor legale, de reglementare și a celor rezultate în urma controalelor efectuate de autoritățile de reglementare și control.

Activități propuse an 2026

Printre principalele servicii și lucrări pentru prevenirea și/sau limitarea impactului asupra mediului, propuse pentru anul 2026 se pot enumera:

- servicii de curățare și verificare tehnică periodică a separatoarelor de produse petroliere existente în stațiile electrice;
- servicii pentru reactualizarea documentațiilor tehnice necesare reînnoirii autorizațiilor de gospodărire a apelor pentru obiectivele Transelectrica SA;
- servicii de mentenanță și reparații la stațiile de epurare biologică a apelor uzate menajere;
- servicii de colectare, transport și valorificare/eliminare a deșeurilor rezultate în urma lucrărilor (DEEE, deșeuri izolatori etc);
- lucrări de refacere a cadrului natural afectat de lucrările efectuate în obiectivele din cadrul Companiei;
- lucrări pentru menținerea culoarelor de siguranță pentru LEA;
- lucrări de mentenanță și reparații pentru prevenirea pierderilor de SF₆;
- servicii de vidanjare fose septice din stațiile Companiei;
- studii și cercetări privind monitorizarea calității apelor uzate din stațiile și sediile Companiei.





Anexe

Anexa 1 - Acte constitutive modificate în anul 2025

- La data prezentului raport nu există acte constitutive modificate în anul 2025.

Anexa 2 - Actele de numire/revocare emise în anul 2025

Directorat

- La momentul elaborării prezentului raport nu există acte de numire/revocare ale Directoratului Companiei.

Consiliul de Supraveghere

- La momentul elaborării prezentului raport nu există acte de numire/revocare ale Consiliului de Supraveghere.

Anexa 3 - Contracte importante încheiate de societate în anul 2025

RAPORT conform HAGEA nr. 4/29.04.2015 privind contractele semnate în anul 2025 pentru achiziția de bunuri, servicii și lucrări, a căror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achiziție (pentru achizițiile de bunuri și lucrări) și respectiv de 100.000 Euro/achiziție (pentru servicii)

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
			Luni	Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 1317/2025	Trecerea la 400 kV a stației Teleajen și rețehnologizarea stației 110 kV Teleajen	40	161.946	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 1475/2025	LEA 400 kV Suceava - Bălți pentru porțiunea de proiect pe teritoriul României	52	133.428	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
3	C 1232/2025	Stația electrică 400 kV Stâlp și modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp - lucrări	24	95.331	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
4	SB 11/2025	Mentenanță majoră a LEA 220 kV Cluj - Florești - Alba Iulia și stâlp antenă (execuție)	36	17.042	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
5	C 1465/2025	RC LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	36	9.075	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
6	PT 5/2980/2025	Montare dispozitive antigalopare pentru diminuare efecte galopare conductoare active pe lea 400 kV s.c. Slatina-Dragănești Olt și LEA 220 kV d.c. Slatina- Grădiște	12	5.304	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
7	C 1519/2025	Program pentru calculul off-line al curenților de scurtcircuit, verificarea reglajelor protecțiilor, determinarea echivalențelor de sistem și simularea scenariilor de defect în rețele electrice	38	3.295	0	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
8	TM 12/2025	Reconductorare ax LEA 220 kV Urechești, Târgu Jiu Nord - Paroșeni - Baru Mare - Hăsdar (proiectare)	18	2.706	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
9	C 1235/2025	Servicii de audit financiar pentru anul 2024	12	1.095	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
10	C 1845/2025	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad, (Etapa III)	36	185.213	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
11	C 1592/2025	Stația 220 kV Ostrovu Mare	24	76.944	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achizitie
			<i>luni</i>	<i>Mii Lei</i>	<i>Mii Euro</i>			
12	BC 12/2025	Modernizare sistem de comandă - control - protecție - metering 220 kV 110 kV în stația 220/110/20 kV și rețehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	24	39.858	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
13	C 1723/2025	Achiziție și montare bobină de compensare în stația 400kV Porțile de Fier	24	28.945	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
14	C 1827/2025	Serviciul de consultanță de specialitate pentru lucrări/servicii în LEA 110 - 750 kV	48	11.116	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
15	SB 16/2025	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA 220-400 kV din zone cu vegetație arboricolă (STT Sibiu)	36	4.166	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
16	BA 16/2025	Mărirea capacității de transport lea 220 kV Gutinaș-Dumbrava (proiectare)	12	3.569	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
17	C 1708/2025	Inspekția aeriană multispectrală a liniilor electrice aeriene (LEA) 110-220-400-750 kV	36	2.892	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
18	BA 17/2025	Marirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava-Stejaru (proiectare)	12	2.145	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
19	TM 15/2025	Servicii de întreținere a culoarului de trecere a LEA din zone cu vegetație arboricolă	24	1.750	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
20	SB 12/2025	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Fântânele - Ungheni (proiectare)	9	1.447	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
21	C 1682/2025	Studiul de adecvanță a SEN pentru orizontul 2030, în noul context legislativ european privind tranziția către energia regenerabilă	8	999	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
22	TM 36/2025	Realizarea LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba circ.2 și lucrări conexe în stația 400 kV Nădab (proiectare)	9	980	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
23	BC 16/2025	Modernizare sistem comandă, control, protecție și automatizare în stația 400/220/110/10kV Bucuresti Sud (proiectare)	10	722	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
24	C 1846/2025	Subscripție de licențe autocad	36	646	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
25	PT 6/3779/2025	Servicii de reparații și mentenanță pentru subsistemele de detecție și semnalizare la incendiu și subsisteme de localizare și stingere automată a incendiilor, din obiectivele aparținând stt pitești: stația Arefu, stația Stupărei, stația Răureni, stația Slatina/CE Slatina	36	598	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
26	CR 1753/2025	Modernizare SCCPA stația 220/110 kV Ișalnița (proiectare)	8	586	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
27	C 2097/2025	Construirea unei noi linii electrice aeriene (lea) de 400 kv simplu circuit (s.c.) Gădălin - suceava, inclusiv interconectarea la sen	69	688.355	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
28	SB 20/2025	servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele STT Sibiu	36	13.765	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG	Licitatie deschisă

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achizitie
			<i>luni</i>	<i>Mii Lei</i>	<i>Mii Euro</i>			
							394/2016	
29	PT 27/7439/2025	Servicii de întreținere a culeorilor de trecere a lea 220-400kv din zone cu vegetație arboricolă	36	6.228	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
30	C 2270/2025	Proiect pilot digitel power of the future – trecerea lea 400 kv Isaccea-Tulcea vest de la simplu circuit la dublu circuit (proiectare)	36	3.379	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
31	BA 35/2025	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele stt bacău	6	2.673	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă la o procedură concurențială de ofertare
32	C 2114/2025	Servicii de monitorizare a calității apelor uzate din stațiile electrice de transport/conexiune, sediile cntee transelectrica sa și solutii de reducere a poluării	36	849	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
33	BA 38/2025	Servicii de reparații și mentenanță pentru sistem integrat de securitate la stația electrică gutinaș	36	786	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
34	PT 24/6782/2025	Servicii de cosire și îndepărtarea vegetației în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea stt pitești	36	691	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
35	C 2420/2025	Mentenanță majoră LEA 220 kV Tihău - Baia Mare 3	48	25.111	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
36	C 2537/2025	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zonele STT Cluj, STT Pitești, STT Sibiu, STT Timișoara în stațiile electrice: 400 kV Gădălin, 400 kV Bradu, 400/220/110/6 kV Iernut, 220 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș	4,5	24.039	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
37	C 2539/2025	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona STT Bacău în stațiile electrice: 220/110/20/6 kV FAI, 400/220/110 kV Gutinaș, 400/110 kV Roman Nord	4,5	13.756	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
38	C 2538/2025	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona STT Craiova în stațiile electrice 220 kV Ișalnița, 220/110/20 kV Târgu Jiu Nord, 220/110 kV Craiova Nord, 220/110/20/6 kV Turnu Severin Est, 220/110 kV Calafat	4,5	12.529	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
39	BA 55/2025	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele STT Bacău	36	15.924	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
40	CJ 2726/2025	Lucrări de întărire rețea 20 kV în vederea alimentării cu energie electrică a UM 01969 Câmpia Turzii	18	3.839	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achizitie
			<i>luni</i>	<i>Mii Lei</i>	<i>Mii Euro</i>			
41	C 2303/2025	Servicii de audit financiar pentru perioada 2025-2027	36	3.527	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
42	C 2285/2025	Contract subsecvent nr. 2 la acordul cadru C 351/28.05.2024 "Servicii de asigurări voluntare de sănătate pentru personalul CNTEE Transelectrica SA"	12	-	622	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Reofertare
43	C 2589/2025	Servicii de asigurare RCA si CASCO pentru autovehiculele proprietatea CNTEE Transelectrica SA	12	1.621	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
44	SB 26/2025	Servicii de reparații și mentenanță pentru sisteme de detecție, semnalizare, localizare și de stingere automată a incendiilor instalate în obiectivele STT Sibiu	36	1.321	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
45	C 2452/2025	Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din ret (proiectare)	36	1.434	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
46	C 2283/2025	Servicii mentenanță și suport tehnic pentru programele PSS ODMS și PSS E	36	1.046	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă la procedură concurențială de ofertare
47	CR 2381/2025	Servicii de reparații și mentenanță a sistemelor de detecție și stingere incendiu instalate la obiective din cadrul STT Craiova	39	1.038	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
48	BA 48/2025	RC racorduri LEA 220 kV din stația Gutinaș - AT1,AT2,TA7,TA8 Borzesti (Proiectare)	7	764	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa
49	CR 2527/2025	Servicii de curățenie la sediile STT Craiova și 5 Stații electrice	24	681	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
50	C 2514/2025	Servicii de asigurare de răspundere civilă profesională a funcției de membru al consiliului de supraveghere și al directoratului CNTEE Transelectrica SA (inclusiv presedinții)	12	612	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
51	CT 37/2025	Modernizare sistem comanda control protecții in statia 400 kV Cernavoda (Proiectare)	12	557	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisa

Anexa 4 - Lista filialelor Transelectrica

- Societatea pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport "SMART" SA – J40/ 8613/ 2001 – București, Bulevardul General Gheorghe Magheru nr. 33, sector 1, cod 010325, www.smart-sa.ro;
- Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport "TELETRANS" SA – J40/ 12511/ 2002 – București, Bulevardul Hristo Botev nr. 16-18, sector 3, cod 030236, www.teletrans.ro;
- Operatorul Pieței de Energie Electrică și de gaze naturale "OPCOM" SA – J40/ 7542/ 2000 – București, Bulevardul Hristo Botev nr. 16-18, sector 3, cod 030236, www.opcom.ro;

Anexa 5 - Tranzacții semnificative

Toate contractele încheiate cu persoanele afiliate, cu valoare mai mare de 50.000 euro, au fost raportate prin Rapoarte Curente, conform prevederilor legale. La momentul elaborării prezentului raport nu există contracte încheiate cu persoanele afiliate, cu valoare mai mare de 50.000 euro.

Anexa 6 - Litigii

La data de 31.12.2025, Compania era implicată în următoarele litigii, cu o valoare mai mare de 500.000 euro (2.549 la cursul BNR):

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
1.	44380/3/2024	Tribunalul Bucuresti	R: OPCOM P: Transelectrica	Pretentii si incheiere act aditional	2.914.065,21 cval. servicii calculare drepturi de incasat si obligatii de plata ale tranzactiilor realizate de PRE si PPE + doabanda legala	Termen de judecata: 11.03.2026
2.	9089/101/2013	Tribunalul Mehedinti	RAAN – debitoare in faliment Transelectrica SA - Creditoare	Procedura insolventei/reorganizarii/falimentullui	Cerere de inscriere in tabelul creditorilor cu suma de 89.360.986,06 lei.	Creante inscrise la masa credala: 2.162.138,86 lei + 16.951.117,14 lei La data de 19.09.2013, TMH a dispus deschiderea procedurii generale a insolventei impotriva RAAN La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinti a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activități Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociatii SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului verbal din 28.02.2014. La data de 14.06.2016 s-a dispus deschiderea procedurii falimentului impotriva RAAN Termen continuare procedura: 25.03.2026
3.	29322/3/2014	Tribunalul Bucuresti	SC ENNET GRUP SRL– debitoare in insolventa CNTEE Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Cerere de inscriere in tabelul creditorilor cu suma de 3.277.527,03 lei	Termen pt continuare procedura: 23.03.2026
4.	1867/90/2010	Tribunalul Valcea	SC Total Electric Oltenia SA	procedura insolvenței – societăți pe acțiuni – la cererea debitoarei	14.085.415,27	Suma a fost inscrisa in tabelul creditorilor. Solutia pe scurt: Pentru continuarea procedurii în vederea valorificării bunurilor din patrimoniul debitoarei. Termen: 04.03.2026
5.	36755/3/2018	Tribunalul Bucuresti CAB	R:Conaid CompanySRL P: Transelectrica	Pretentii si constatare refuz nejustificat incheiere act additional contract racordare RET C154/2012	17.216.093,43 lei, paguba suferita si 100.000 euro,beneficiu nerealizat estimat	Respinge cererea de majorare onorariu expert, formulată de către exp. Chirilă Adelaida Adriana, ca neîntemeiată. Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel in 30 de zile de la comunicare. Apelul se depune la Tribunalul București, Secția a VI a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței, azi, 03.01.2024. Document: Hotărâre 4/2024 03.01.2024 Conaid a declarat apel. Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare; recursul se depune la Curtea de Apel București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată astăzi, 27.03.2025, în ședință publică. Document: Hotărâre 529/2025 27.03.2025 TEL a declarat recurs.

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						Termen de judecata : 27.03.2025
6.	8207/62/2011	Tribunalul Brasov	CET SA Brasov – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Inscrisi in tabelul creditorilor cu suma de 4.303.741,44 lei	Solutia pe scurt: Pentru încasarea prețului de adjudecare a activelor adjudecate de către Primăria Municipiului Brașov, în condițiile aprobate de creditori, pentru continuarea demersurilor de valorificare a bunurilor rămase în patrimoniul debitoarei, pentru continuarea demersurilor de soluționare a problemelor de mediu ale societății și pentru soluționarea litigiilor în care CET Brașov SA este parte, stabilește termen de control la data de 02.04.2026
7.	909/3/2022 909/3/2022/a65 (contestatie tabel definitiv)	Tribunalul Bucuresti	Romelectro SA – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Cerere de înscriere în tabel creditori cu suma de 432.176.033,45 lei	Cerere de înscriere în tabelul creditorilor cu suma de 432.176.033,45 lei. Creanta de 222.107.951,26 lei + 28.919.142,68 euro - creanta respinsa. Creanta acceptata este de 67.028.218,66 lei, creanta inscisa sub conditie, dc. 50.852.888,78 lei– reprezentand garantii ptr. avans acordat si GBE, 15.225.030,97 lei +192.127,07 euro, creanta reciproca aferenta pretentiilor reciproce din dosarele aflate pe rol. Suma de 10.796,51 lei- creanta acceptata. Termen continuare procedură: 21.04.2026 Termen contestatie la tabelul definitiv de creante: 07.05.2025 Admite excepția tardivității formulării contestației principale pentru motivele specifice contestației prevăzute de art. 111, alin. 2 din Legea nr. 85/2014, respectiv pentru motivele aferente unei contestații la tabelul actualizat, invocată din oficiu de instanța de judecată la termenul de judecată din data de 06.05.2025. Respinge cererea principală, formulată de contestatoarea CNTEE „TRANSELECTRICA” S.A., în contradictoriu cu intimatul ROMELECTRO S.A., prin administrator special și cu intimatul administratorul judiciar EURO INSOL S.P.R.L., având ca obiect „contestatie împotriva tabelului definitiv al creanțelor, publicat în B.P.I. nr. 4063/26.02.2025”, întemeiată pe motive specifice contestației prevăzute de art. 111, alin. 1 și 2 din Legea nr. 85/2014, respectiv pe motive specifice contestației la tabelul actualizat de creanțe, ca tardiv formulată. Respinge în rest cererea principală, având ca obiect „contestatie împotriva tabelului definitiv al creanțelor, publicat în B.P.I. nr. 4063/26.02.2025” prevăzută de dispozițiile art. 113 din Legea nr. 85/2014, ca neîntemeiată. Respinge excepția tardivității formulării contestațiilor conexe pentru motivele specifice contestațiilor prevăzute de art. 111, alin. 2 din Legea nr. 85/2014, respectiv pentru motivele aferente unor contestații la tabelul actualizat, invocată din oficiu de instanța de judecată la termenul de judecată din data de 06.05.2025, ca neîntemeiată. Respinge cererile conexe, formulate de contestatoarea CNTEE „TRANSELECTRICA” S.A., în contradictoriu cu intimatul ROMELECTRO S.A., prin administrator special și cu intimatul administratorul judiciar EURO INSOL S.P.R.L., având ca obiect

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						„contestație împotriva tabelului definitiv actualizat al creanțelor debitorului Romelectro S.A., publicat în B.P.I. nr. 6121/21.03.2025”, „contestație împotriva tabelului definitiv actualizat al creanțelor debitorului Romelectro S.A., publicat în B.P.I. nr. 6434/26.03.2025”, precum și contestație formulată pe calea procedurală prescrisă de art. 113, raportat la art. 112, alin. 1 din Legea nr. 85/2014, împotriva măsurii dispuse de administratorul judiciar cu privire la înscrierea creanței Transelectrica în tabelul definitiv actualizat de creanțe, ca neîntemeiate. Respinge cererile contestatoarei din dosarul principal și din dosarul conex, de obligare a debitoarei la plata cheltuielilor de judecată constând în contravaloarea taxei judiciare de timbru, ca neîntemeiate. Cu drept de apel în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București Secția a VII-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților, prin mijlocirea grefei instanței, astăzi, 11.06.2025. Document: 3350/2025 11.06.2025
8.	909/3/2022/a59	Tribunalul Bucuresti CAB	Romelectro SA – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	contestație creanțe la tabelul preliminar (Compania Nationala de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA) 10.195.849,56 lei	Respinge contestația împotriva măsurii inserate în cuprinsul raportului de activitate publicat în B.P.I. nr. 8546/08.05.2024, formulată de către contestatoarea CNTEE „TRANSELECTRICA” S.A., în contradictoriu cu intimatul EURO INSOL S.P.R.L., în calitate de administrator judiciar al debitoarei ROMELECTRO S.A. și cu comitetul creditorilor format din: DIRECȚIA GENERALĂ DE ADMINISTRARE A MARILOR CONTRIBUABILI, BANCA DE EXPORT-IMPORT A ROMÂNIEI EXIMBANK S.A. și CEC BANK S.A., ca neîntemeiată. Respinge cererea contestatoarei de acordare a cheltuielilor de judecată reprezentând contravaloarea taxei judiciare de timbru, ca neîntemeiată. Cu drept de apel în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București Secția a VII-a Civilă. Pronunțată azi, 30.10.2024, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței de judecată. Document: Hotărâre 5224/2024 30.10.2024 Termen apel: 03.03.2026
9.	909/3/2022/a65 (contestație tabel definitiv) 909/3/2022/a68 – dosar conexat	Tribunalul Bucuresti CAB	Romelectro SA – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Cerere de înscriere în tabel creditorilor cu suma de 432.176.033,45 lei	Apel. Termen apel: 12.05.2026
10.	3694/3/2016	Tribunalul Bucuresti CAB	Reclamant: RAAN Parat: Transelectrica	Pretentii	15.698.721,88 lei	Solutia pe scurt: Respinge cererea de chemare in judecata ca neintemeiata. Cu apel in 30 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul Bucuresti sectia a VI-a civila. Pronuntata in sedinta publica astazi, 11.06.2020.

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
		ICCJ				Document: Hotărâre 630/2020 11.06.2020 Termen CFiltru: 27.03.2025 Admite cererea de suspendare a judecătii. În temeiul art. 413 alin. 1 pct. 1 Cod procedură civilă, suspendă judecarea apelului până la soluționarea definitivă a Dosarelor nr. 26024/3/2015 și nr. 28458/3/2017. Cu drept de recurs pe tot parcursul suspendării. Cererea de recurs se depune la Curtea de Apel București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată în ședință publică, astăzi, 08.11.2021.Document: Încheiere - Suspendare 08.11.2021 Solutia pe scurt: Respinge cererea de repunere a cauzei pe rol ca neîntemeiată. Document: Încheiere - Suspendare 09.05.2022 Termen de judecata; 03.06.2024 Solutia CAB: Admite apelul. Schimbă în tot sentința apelată, în sensul că: Admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 12.727.101,99 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500031 din 24.04.2015, seria SRTF nr. 1500033 din 22.05.2015, seria SRTF nr. 1500036 din 22.06.2015, seria SRTF nr. 1521311 din 23.07.2015, seria SRTF nr. 1500041 din 17.08.2015, seria SRTF nr. 1500045 din 23.09.2015, seria SRTF nr. 1521339 din 26.10.2015 și seria SRTF nr. 1521282 din 8.04.2015, precum și suma de 2.917.619,81 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500059 din 31.12.2015 și seria SRTF nr. 1500060 din 31.12.2015. Cu drept de recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Recursul se depune la Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă. Pronunțată, astăzi, 03.06.2024, și pusă la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 898/2024 03.06.2024 Transelectrica a declarat recurs, care a fost respins ca nefondat
11.	1396/90/2016	Tribunalul Valcea	Transelectrica – creditor CET Govora - debitor		28.200.440,31 lei	CNTEE Transelectrica SA a fost inscrisa in Tabelul preliminar cu o creanta in valoare totala de 28.200.440,31 lei, conform cererii formulata de compania noastra. Mentionam faptul ca creanta in suma de 21.962.243,71 lei, reprezentand debit principal si penalitati aferente facturii nr. 8116/08.04.2016, este inscrisa sub conditia suspensiva a pronuntarii unei hotarari judecatoresti definitive in favoarea ANRE in dosarul nr. 2428/2/2014 aflat pe rolul Curtii de Apel Bucuresti, avand ca obiect anulara deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014. Cererea a fost respinsa definitiv la data de 16.05.2022 Adunarea creditorilor intrunita la data de 28.06.2018 in vederea votarii planului de reorganizare a CET Govora SA a votat pentru aprobarea acestuia, fapt urmat de confirmarea acestuia de catre Tribunalul Valcea. CNTEE Transelectrica SA a votat "impotriva" aprobarii planului

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						de reorganizare propus de administratorul judiciar, intrucat: - In situatia aprobarii planului de reorganizare propus de catre administratorul judiciar Euro Insol SPRL, creantele chirografare se vor reduce la zero si nu vor fi achitate conform graficului de plati, deci Transelectrica SA si ceilalti creditori chirografari nu vor incasa nicio suma de bani . - De asemenea, conform planului, in situatia intrarii debitoarei CET Govora SA in procedura falimentului, Transelectrica SA si ceilalti creditori chirografari nu vor primi nicio suma de bani. Termen continuare procedura:05.09.2024 Prin sentinta civila nr. 1247/22.07.2020 pronuntata in dosarul nr. 35346/3/2019, comunicata la data de 28.06.2021, Tribunalul Bucuresti a respins actiunea CET Govora SA,ca neintemeiata, constatand faptul ca in speta a intervenit compensarea de drept a sumei de 3.368.965.,82 lei, conform art. 17 alin. 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 cu parte din creanta CNTEE Transelectrica SA, considerand ca la data deschiderii procedurii insolventei (9 mai 2016) erau indeplinite conditiile prevazute de lege in materia compensarii legale (art. 1617 Cod civil). Termen continuare procedura: 23.04 .2026
12.	1196/93/2016	Tribunalul Ilfov	R:Transelectrica P: UGM Energy Trading	Pretentii	3.422.293,07 lei	Termen de judecata: 16.10.2016 In baza art.75 alin.1 din Legea nr.85 din 2014 privind insolventa constata intervenita suspendarea de drept a judecatii.
13.	1705/93/2016	Tribunalul Ilfov	UGM Energy Trading SRL – debitor in insolventa	Pretentii	3.515.687,51 lei	29.06.2016 – deschidere procedura generala insolventa, A fost admisa creanta in cuantum de 3.515.687,51 lei, reprezentand contravaloarea facturilor emise de compania noastra, urmare prestarii serviciilor in favoarea debitoarei UGM Energy Trading S.R.L., calculate pana la 29.06.2016, data deschiderii procedurii generale a insolventei au fost respinse creantele in cuantum de 200 lei si 41.331,59 lei pretinse de Compania noastra cu titlu de taxe judiciare de timbru. Am depus in termen legal contestatie la tabel. Solutia pe scurt: Respinge contestatia ca neintemeiata. Cu drept de a formula apel in termen de 7 zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul Ilfov. Pronuntata in sedinta publica din data de 23.02.2017.Document: Hotarare 511/2017 23.02.2017 Tribunalul a dispus la data de 03.08.2017 deschiderea procedurii falimentului. Termen continuare procedura 04.06.2026
14.	4452/3/2017	Tribunalul Bucuresti	C:Transelectrica si altii D: Arelco Power SRL	Procedura falimentului	20.996.030,49 lei	Creanta admisa 20.041.519,94 lei, cu mentiunea ca suma 954.510,55 lei a fost stinsa prin compensatie. Initial, suma solicitata si admisa a fost de 21.025.161 lei Termen continuare procedura: 27.03.2026
15.	1372/3/2017		C : Transelectrica D:Transenergo Com	Procedura insolventei	6.850.000,98 lei	Creanta solicitata a fost admisa, insa cu urmatoarele observatii: Din suma totala se scade suma de 1983,36 lei (compensata); 69808,42 lei, din care 48642,11 lei creanta decontata de TEL prin executare SGB si

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						suma de 21.166,31 lei, creanta considerata curenta, contravaloare facturi emise dupa data deschiderii procedurii insolventei. Solutia pe scurt: În baza art. 139 din Legea 85/2014, confirmă planul de reorganizare al debitoarei S.C. TRANENERGO COM S.A., propus de administratorul special. Cu apel în 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București - Secția a VII-a Civilă. Pronunțată în ședință publică azi 03.02.2021. Document: Hotărâre intermediară 469/2021 03.02.2021 Respinge excepția lipsei calității procesuale active, ca nefondată. Respinge excepția lipsei de interes, ca nefondată. Respinge cererea de trecere la faliment, ca nefondată. Cu drept de a formula apel, în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin B.P.I., ce se va depune la Tribunalul București - Secția a VII-a Civilă. Pronunțată în ședință publică, azi, 09.07.2025. Document: Hotărâre intermediară 3960/2025 09.07.2025 Termen continuare procedura plan reorganizare: 10.06.2026
16.	345/40/2017	Tribunalul Botosani	R: Transelectrica P: Elsaco Energy SRL	Pretentii	9.198.673,80 lei	În temeiul art. 75 din Legea nr. 85/2014 raportat la art. 412 NCPC, suspendă judecata cauzei. Cu recurs pe toată durata suspendării. Pronunțată în ședință publică, azi, 26.09.2017. Document: Încheiere - Suspendare 26.09.2017 În temeiul art. 75 din Legea nr. 85/2014, constată încetată acțiunea. Cu apel. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 26/2024 03.06.2024
17.	4478/118/2024	TCT	R: PET Communication P: Transelectrica	Inexistenta dreptului paratei de a factura penalitati	3.093.205,83 lei	Termen de judecata: 07.11.2024 Se efectueaza expertiza electroenergetica Termen de judecata: 08.04.2026
18.	2494/115/2018* *	Tribunalul Caras Severin CA Timisoara	R: Municipiul Resita P: Transelectrica		Pretentii 17.038.126,88 lei, reprezentand chirii aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adauga dobanda legala penalizatoare	Respinge excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. Califică excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. Respinge cererea de chemare în judecată formulată de pârâtul Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Pronunțată în ședință publică din 27.02.2025. Document: Hotărâre 150/2025 27.02.2025 Admite cererea de completare a dispozitivului sentinței civile nr. 150/27.02.2025, pronunțată de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** formulată de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. Dispune completarea

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						dispozitivului cu următoarea dispoziție: Obligă reclamanta să plătească pârâtei suma de 2500 lei cheltuieli de judecată constînd în onorariu expert. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Pronunțată în ședință publică din 29.05.2025. Document: 595/2025 29.05.2025 Mun. Resita a declarat apel. Termen de judecata: 21.04.2026
19.	22567/3/2019	Tribunalul Bucuresti CAB ICCJ	R Transelectrica P: OPCOM		Pretentii – actiune drept comun - aport adus de catre CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societatii OPCOM SA, emisa in baza Contractului de imprumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finantarea proiectului de investitii "Electricity Market Project". 4.517.460 lei +1.293.778,27 lei	Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare, care se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței, azi, 03.12.2021.Document: Hotărâre 3021/2021 03.12.2021.2021. TEL a declarat apel, Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în 30 zile de la comunicare. Pronunțată azi, 12 octombrie 2022, prin punerea soluției la dispoziția părților prin intermediul grefei instanței. Document: Hotărâre 1532/2022 12.10.2022. Transelectrica a declarat recurs la 13.12.2022. Termen 19.09.2023 Hotararea 1640/2023 Admite recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "TRANSELECTRICA" S.A. si recursul incident declarat de recurentul-pârât Operatorul Pieței de Energie Electrică si Gaze Naturale "OPCOM" S.A. împotriva deciziei civile nr. 1532 din 12 octombrie 2022, pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă, pe care o casează și trimite cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Termen CAB: 04.02.2025 Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta-reclamantă la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare, care se va depune la Curtea de Apel București secția a V-a civilă. Pronunțată azi, 18.02.2025, prin punerea soluției la dispoziția părților prin grefa instanței. Document: Hotărâre 235/2025 18.02.2025 TEL a declarat recurs ce a fost respins ca nefondat.
20.	25896/3/2020	Tribunalul Bucuresti CAB ICCJ – stramutat la CA	R: Electromontaj P: Transelectrica		Pretentii – OUG 114/2018 plata sumei de 9.493.221,76 lei (initial, in cererea introductiva solicita suma de 2.500.000 lei) reprezentand costurile suplimentare suportate de Electromontaj ca urmare a	Soluția TMB: Respinge acțiunea formulată ca neîntemeiată. Cu drept de apel în termen de 10 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul București Secția a VI-a Civilă. Pronunțată astăzi, data de 18.01.2024, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei. Document: Hotărâre 53/2024 18.01.2024 Electromontaj a declarat apel la data de 11.06.2024

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
		Craiova			prelungirii duratei de indeplinire a Contractului de Lucrari nr. C 229/29.10.2015, din motive independente de culpa Antreprenorului pentru lucrarile efectuate pana in luna iunie 2020. b) plata sumei de 27.540.369,99 lei (suma initiala estimata fiind de 7.500.000 lei reprezentand costuri suplimentare generate de prelungirea duratei de indeplinire a Contractului de Lucrari nr. C 229/29.10.2015, din motive independente de culpa Antreprenorului, pentru lucrarile ced vor fi efectuate incepand cu luna iulie 2020 si pana la momentul finalizarii lucrarilor. c) incheierea unui Act Aditonal la Contractul nr. C 229/29.10.2015, avand ca obiect actualizarea pretului Contractului cu costurile suplimentare generate de prelungirea duratei de indeplinire a Contractului de Lucrari nr. C 229/29.10.2015 d) plata cheltuielilor de judecată ocazionate de prezentul litigiu	Termen de judecata: 08.11.2024 CAB a respins apelul ca nefondat, ICCJ a dispus stramutarea judecarii cauzei la CA Craiova si desfiintarea deciziei CAB Termen de judecata:18.11.2025 Solutia CA Craiova: constată admisibilă sesizarea Înaltei Curți de Casație și Justiție în vederea pronunțării unei hotărâri prealabile cu privire la următoarea chestiune de drept: „Dacă în interpretarea dispozițiilor art. 240 alin. (2) și (3) din Legea nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale și a prevederilor art. 158 alin. (7) din Normele metodologice de aplicare a prevederilor referitoare la atribuirea contractului sectorial/acordului – cadru din Legea nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale aprobate prin HG nr. 394/2016, autoritatea contractantă are obligația sau are doar o posibilitate de a modifica/ajusta contractul de achiziție publică/prețul contractului de achiziție publică fără organizarea unei noi proceduri de atribuire în situația în care durata de furnizare/prestare/execuție prevăzută în contract se prelungește, iar această prelungire nu se datorează sub niciun aspect din vina entității contractante sau contractantului?”. Dispune înaintarea prezentei încheieri, la care se atașează următoarele înscrisuri, conforme cu originalul: cererea de chemare în judecată, întâmpinarea, sentința civilă, cererea de apel, întâmpinarea formulată în apel, cererea de sesizare a Înaltei Curți de Casație și Justiției în vederea pronunțării unei hotărâri prealabile. În temeiul art.520 alin.2 NCPC suspendă judecarea cauzei privind apelul formulat de apelanta-reclamantă ELECTROMANTAJ SA împotriva sentinței civile nr. 53/18.01.2024, pronunțată de Tribunalul București Secția a VI-a Civilă în dosarul nr. 25896/3/2020, în contradictoriu cu intimata-pârâtă COMPANIA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA, până la pronunțarea hotărârii prealabile de către Înalta Curte de Casație și Justiție. Fără cale de atac. Pronunțarea se face prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței, azi, 02.12.2025. Document: Încheiere de ședință 02.12.2025
21.	37352/3/2021	Tribunalul Bucuresti Tribunalul Galati CA Galati ICCJ	R : Transelectrica P : Next Energy Partners	Pretentii	8.395.132,23 lei + dobanda legala	Admite în parte cererea. Obligă pârâta Next Energy Partners S.R.L. să achite reclamantei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A.: - suma de 3.557.200,134 lei cu titlu de sumă compensatorie, precum și dobânda legală penalizatoare calculată de la data de 28.10.2021 până la plata integrală a sumei compensatorii; - suma de 1.228.640,11 lei cu titlu de despăgubire, precum și dobânda legală penalizatoare calculată de la data de 28.10.2021 până la plata integrală a despăgubirii. Obligă pârâta Next Energy Partners S.R.L. să achite reclamantei Compania Națională de

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. suma de 53.247 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu apel în termen de 30 zile de la comunicare, ce se va depune la Tribunalul Galați. Pronunțată azi, 05.12.2023, soluția urmând a fi pusă la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 251/2023 05.12.2023. Partile au declarat apel. Solutia CA GI: Respinge ca nefondat apelul declarat de reclamanta Compania Natională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA. Admite apelul declarat de pârâta Next Energy Partners SRL, schimbă în tot sentința apelată și, în rejudecare, respinge cererea de chemare în judecată ca nefondată. Obligă intimata Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA să plătească apelantei Next Energy Partners SRL suma de 141.147,56 lei, reprezentând cheltuieli de judecată în fond și apel. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare. Recursul se va depune la Curtea de Apel Galați. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin grefa instanței azi, 2.10.2024. Document: Hotărâre 242/2024 02.10.2024 TEL a declarat recurs. Respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-reclamantă COMPANIA NATIONALA DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA S.A. împotriva încheierii din 25 septembrie 2024, pronunțate de Curtea de Apel Galați – Secția a II-a Civilă. Anulează recursul declarat de recurenta-reclamantă COMPANIA NATIONALA DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA S.A. împotriva deciziei civile nr. 242/2024 din 2 octombrie 2024, pronunțate de Curtea de Apel Galați – Secția a II-a Civilă. Obligă recurenta-reclamantă COMPANIA NATIONALA DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA S.A. la plata către intimata-pârâtă NEXT ENERGY PARTNERS S.R.L. a cheltuielilor de judecată în cuantum de 14.784,68 lei. Definitivă. Numărul documentului de soluționare: 478/2025 Data documentului de soluționare: 05.03.2025
22.	15561/3/2022	Tribunalul Bucuresti CAB	R: SMART SA P: Transelectrica	Executarea contract administrativ - pretentii	. suma de 4.467.108 lei, reprezentând cuantumul obligațiilor fiscale aferente veniturilor majorate ca urmare a majorării bazei de impozitare rezultată din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + chelt. judecata.	Solutia pe scurt: Admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467.108, 18 lei precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.193.869 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51378, 78 lei cu titlu de taxa de timbru și suma de 3000 de lei cu titlu de onorariu de expert. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare. Cererea de apel se va depune la Tribunalul București – Secția a VI – a Civilă. Pronunțată în ședință publică, prin punerea

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						soluției la dispoziția părții prin mijlocirea grefei instanței azi, 20.03.2025. Document: Hotărâre 768/2025 20.03.2025 TEL a declarat apel. Termen de judecata: 08.05.2026
23.	2082/3/2020	Tribunalul Bucuresti	D:SC ENOL GRUP SA C: Transelectrica	L 85/2014 Procedura insolventei Declaratie creanța	2.514.312 lei	În baza art. 139 din Legea nr. 85/2014 privind procedura insolvenței confirmă planul de reorganizare a activității debitorului, propus de către administratorul special. Document: Hotărâre intermediară 311/2024 09.02.2024 Termen de judecata: 06.03.2026
24.	6580/117/2024	Tribunalul Cluj	R: Electrogrup Cluj P: Transelectrica	Executare contract achizitii	Cuquantumul total solicitat dupa modificare: 2.766.482,03 lei, debit principal	“1. Obligarea Transelectrica la încheierea unui act adițional la Contractul de lucrări nr. C5 din 19 mai 2021, având ca obiect prelungirea duratei contractuale cu zilele de întârziere rezultate în executarea contractului ce nu sunt culpa Executantulului, estimate provizoriu la 616 zile; 2. Obligarea Transelectrica la restituirea sumelor plătite cu titlu de penalități în baza facturilor nr. 114 din 29 martie 2024 (achitată prin Ordin de plată nr. 13065/25.06.2024) și nr. 296 din 25 iunie 2024 (achitată prin Ordin de plată nr. 15424/23.07.2024) emise de părâtă, în valoare totală de 2.164.304,25 RON ca plată nedatorată, plus dobânda legală datorată de la data plății acestora până la data restituirii, (i) în principal, ca urmare a obligării părâtei la încheierea unui act adițional la Contractul de lucrări nr. C5 din 19 mai 2021, având ca obiect prelungirea duratei contractuale cu zilele de întârziere rezultate în executarea contractului ce nu sunt culpa Executantulului și (ii) în subsidiar, ca urmare a constatării faptului că zilele de întârziere imputate de Transelectrica nu sunt culpa Executantulului; 3. Obligarea Transelectrica la plata de daune-interese, reprezentand prejudiciul suferit de reclamanta din cauza intarzierilor, estimate provizoriu la suma de 595.550 lei Se efectueaza expertiza contabila.
25.	Dosar Arbitral ARB-5794	Centrul de Arbitraj Internațional.Viena (VIAC)	R: Marcu Corneliu Bogdan si Miu Andreea Mihaela P:TRANSELECTRICA	Pretentii	Prin intermediul cererii ARB-5794 Marcu Corneliu Bogdan (RO) and Miu Andreea Mihaela (RO) vs. Transelectrica (RO) - domnul Marcu Corneliu Bogdan si doamna Miu Andreea Mihaela au solicitat obligarea Transelectrica SA la plata sumei de 3.820.954 lei (767.784,03 euro), fiecare, în total 7.641.908 lei (1.535.568,06 euro), care ar	Cererea de arbitraj a fost înregistrată la Transelectrica SA cu nr.31683/26.06.2024. A fost desemnat Tribunalul Arbitral. Fond. A fost comunicata hotararea arbitrala.

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
					reprezenta compensatia pentru revocarea nejustificata din calitatea de membri in Directorat. Suma de 3.820.954 lei este compusa din 1.910.477 lei (383.892,01 euro) reprezentand indemnizatiile lunare de la data revocarii pâna la sfarsitul mandatului și din 1.910.477 lei (383.892,01 euro) reprezentand componenta variabila pentru indeplinirea criteriilor si obiectivelor de performanta. Totodată, domnul Marcu Corneliu Bogdan si doamna Miu Andreea Mihaela au solicitat obligarea Transelectrica SA la plata dobânzii legale aplicată la suma anterior mentionată, până la data platii efective, precum si actualizarea cu rata inflatiei a sumei anterior mentionată, până la data platii efective.	
26.	Dosar Arbitral ARB-5768 7331/2/2024	Centrul de Arbitraj Internațional.Viena (VIAC) Curtea de Apel Bucuresti (actiune in anulare)	R: Stanciu Marius Viorel P:TRANSELECTRICA	Pretentii	Prin intermediul cererii ARB-5768 Stanciu Marius Viorel (RO) vs. Transelectrica (RO) - domnul Stanciu Marius Viorel a solicitat obligarea Transelectrica SA la plata sumei totale de 4.390.618,73 lei (echivalentul sumei de 883.833,30 EUR),, formata astfel: - 714.164,26 lei, reprezentand compensatia de neconcurentă, conform art.5.2.3 din Contract de Mandat, actualizata cu indicele de inflatie. - 187.649,11 lei, reprezentand dobanda legala penalizatoare aferentă debitului anterior, calculată până la data de 25.09.2023	La data de 23.10.2024 a fost înregistrată la Transelectrica SA, cu nr. 51569/24.10.2024 - Hotărârea arbitrală pronunțată la data de 21.10.2024 ca urmare a soluționării cererii de arbitraj ARB-5768 Stanciu Marius Viorel (RO) vs. Transelectrica (RO). Prin Hotărârea arbitrală Tribunalul arbitral a dispus următoarele: "Arbitrul unic admite cererea formulate de Reclamantului Stanciu Marius Viorel si dispune după cum urmează: (i) obligă Pârâta la plata către Reclamant a sumei brute de 743.352,62 lei, reprezentand compensatia de neconcurentă, conform clauzei 5.2.3 din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020, actualizata cu inflatia și dispune că plata efectivă a acestei sume către Reclamant urmează a se face la valoarea netă a acesteia cu aplicarea clauzei 6.5 din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020, (ii) obligă Pârâta la plata către Reclamant a dobânzii legale penalizatoare calculate la nivelul ratei dobânzii de referință a BNR la care se vor adăuga 8 puncte procentuale, aferente valorii nete a compensației de neconcurență neactualizate cu inflația, astfel cum va fi aceasta determinate în conformitate cu clauza 6.5 din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020, de la data scadenței

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
					- 2.794.110,57 lei, care ar reprezenta compensatia pentru terminarea contractului, conform clauzei 9.2 din Contract de Mandat, actualizata cu indicele de inflatie, suma totala fiind formata din suma de 2.416.562,36 lei, aferentă indemnizatiilor fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului si din suma de 377.548,27 lei, care ar reprezenta componenta variabilă a remuneratione pentru indeplinirea criteriilor si obiectivelor de performanta - 694.694,79 lei, reprezentand dobanda legala penalizatoare aferentă debitului anterior, calculată până la data de 25.09.2023. Totodată, domnul Stanciu Viorel-Marius a solicitat obligarea Transelectrica SA la plata dobânzii legale aplicată la sumele principale anterior mentionate, în continuare până la data platii efective.	(25.06.2021) până la data efectivă a plății; (iii) obligă Pârâta la plata către Reclamant a sumei brute de 2.879.598,63 lei, (alcătuită din suma de 2.491.049,99 lei, reprezentând componenta fixă, 76.435,56 lei reprezentând componenta variabilă pentru anul 2020, 312.113,07 lei reprezentând componenta variabilă pentru anul 2021), reprezentând daune pentru revocarea fără culpă a mandatului în temeiul clauzei 9.2.B din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020, actualizate cu inflatia și dispune că plata efectivă a acestor sume către Reclamant urmează a se face la valoarea netă a acestora cu aplicarea clauzei 6.5 din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020. (iv) obligă Pârâta la plata către Reclamant a dobânzii legale penalizatoare calculate la nivelul ratei dobânzii de referință a BNR la care se vor adăuga 8 puncte procentuale, aferente valorii nete a daunelor pentru revocarea fără culpă a mandatului neactualizate cu inflația, astfel cum vor fi acestea determinate în conformitate cu clauza 6.5 din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020, de la data scadenței (25.06.2021 pentru componenta fixă, 07.07.2021 pentru componenta variabilă pentru anul 2020, 13.05.2022 pentru componenta variabilă pentru anul 2021) până la data efectivă a plății; (v) obligă Pârâta la plata către Reclamant a sumei 88.677,91 lei; 23.971,63 Euro cu titlu de cheltuieli arbitrale (vi) Orice alte pretenții sau cereri ale Părților sunt respinse.” Hotărârea arbitrală pronunțată în dosarul ARB-5768 a fost atacată de Stanciu Viorel Marius Pe rolul Curții de Apel București a fost înregistrat dosarul nr.7331/2/2024, având ca obiect acțiunea în anulare formulată de Stanciu Marius Viorel împotriva Hotărârii arbitrale pronunțată la data de 21.10.2024, ca urmare a soluționării cererii de arbitraj ARB-5768 Stanciu Marius Viorel (RO) vs. Transelectrica (RO), de Tribunalul arbitral al Centrului Internațional de Arbitraj din Viena, acțiune în anulare prin care a fost solicitata desființarea în parte a Hotărârii arbitrale cu privire la modalitatea de plată la valoarea netă a sumelor stabilite prin Hotărârea arbitrală. La data de 20.03.2025, CAB a dispus prin sentința nr.26/2025 următoarele: "Respinge acțiunea în anulare ca neîntemeiată. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare care se va depune la Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă. Pronunțată azi, 20.03.2025 și pusă la dispoziția părților prin grefa instanței.", conform informației de pe portalul instanțelor de judecată. A fost declarat recurs.
27.	909/3/2022/a81	TMB	R: Transelectrica P: Romelectro	Plata despagubiri	109.967.368,67 lei lei, fără TVA, reprezentând despagubiri, ca	Termen de judecata: 06.05.2026

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
				Art. 123 alin. 4 Legea nr. 85/2014	urmare a denunțării contractului nr. C112/2019 -Retehnologizare stație 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara -de către administratorul judiciar al Societatii Romelectro SA, respectiv la înscrierea sumei în tabelul de creanțe cu grad de preferință, conform art. 161 pct. 4 din Legea nr. 85/2014, precum și la plata cheltuielilor de judecată.	
28.	909/3/2022/a80	TMB	R: Transelectrica P: Romelectro	Plata despăgubiri Art. 123 alin. 4 Legea nr. 85/2014	86.457.561,65 lei, fără TVA, reprezentând despăgubiri, (suma estimată provizoriu pana la finalizarea procedurilor de achizitie aflate in curs de derulare), ca urmare a denunțării contractului nr. C145/2018-Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud." - de către administratorul judiciar al Societatii Romelectro SA, respectiv la înscrierea sumei în tabelul de creanțe cu grad de preferință, conform art. 161 pct. 4 din Legea nr. 85/2014, precum și la plata cheltuielilor de judecată.	Termen de judecata: 06.05.2026
29.	909/3/2022/a90	Tribunalul Bucuresti	Romelectro SA – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	contestație creanțe la tabelul preliminar (Compania Nationala de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA) 10.195.849,56 lei	Admite excepția inadmisibilității formulării contestației, invocată din oficiu de instanța de judecată. Respinge cererea formulată de contestatoarea COMPANIA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE „TRANSELECTRICA” S.A., în contradictoriu cu intimatul ROMELECTRO S.A., prin administrator special și cu intimatul administratorul judiciar EURO INSOL S.P.R.L., având ca obiect „contestație împotriva tabelului definitiv actualizat de creanțe, publicat în B.P.I. nr. 16662/22.07.2025”, ca inadmisibilă. Respinge cererea contestatoarei de obligare a debitoare la plata cheltuielilor de judecată constând în contravaloarea taxei judiciare de timbru, ca

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						neîntemeiată. la act de manifestarea de voință a debitoarei, prin administrator special, de a solicita cheltuieli de judecată pe cale separată. Cu drept de apel în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București Secția a VII-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților, prin mijlocirea grefei instanței, astăzi, 04.02.2026. Document: Hotărâre 604/2026 04.02.2026
30.	25016/3/2025	TMB	R: Transelectrica P: Voltage Operations	Pretentii	35.049.348,61 lei	Respinge excepția lipsei calității de reprezentant și a dovezii calității de reprezentant a titularului întâmpinării pârâtelor, invocată de reclamantă, ca neîntemeiată. Respinge excepția lipsei dovezii calității de reprezentant a titularului cererii de chemare în judecată, invocată de pârâte, ca neîntemeiată. Respinge excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată de pârâte, ca neîntemeiată. Cale de atac odată cu fondul cauzei. Acordă termen pentru continuarea judecății cauzei la data de 26.02.2026, C20-FAP, în ședință publică, ora 13:00, sala 221, pentru când vor fi citate părțile. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței astăzi, 15.12.2025. Document: Încheiere de ședință 15.12.2025 Termen de judecata: 30.04.2026
31.	2987/3/2026	TMB	C: Transelectrica D: IBN Energy	Pretentii – ordonanta de plata	7.306.317,74 lei	08.05.2026
32.	158/121/2026	TGL	C: Transelectrica D: Liberty Galati	Pretentii – ordonanta de plata	3.392.668,12 lei	25.03.2025

Anexa 7 - Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București, operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„CCM”	Contractul colectiv de muncă încheiat la nivelul Societății
„CEE”	Comunitatea Economică Europeană
„CEE”	Centrala Electrică Eoliana
„CEF”	Centrala Electrică Fotovoltaică
„CET”	Centrala Electrică de Termoficare
„CHEAP”	Centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj
„CNE”	Centrala nuclearo-electrică
„Companie”, „CNTEE”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„CSR”	Responsabilitate corporativă
„d. c.”	Dublu circuit
„DEN”	Dispecerul Energetic Național
„EBIT”	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
„EBITDA”	Profit operațional înainte de dobânzi, impozit pe profit și amortizare
„EBT”	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
„EMS-SCADA”	Principala infrastructură pentru dispecerizare (Energy Management System – Supervisory Collection And Data Acquisition)
„ENTSO-E”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„ENS”	Energia nelivrată consumatorilor
„Euribor”, „Libor”, „Robor”	Ratele dobânzilor interbancare
„Formenerg”	Societatea FORMENERG SA
„Grup”	Societatea și filialele sale
„HG 627/ 2000”	Hotărârea Guvernului nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate - S.A., publicată în Monitorul Oficial nr. 357 din data de 31 iulie 2000
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„Icemenerg Service”	Societatea Filiala “ICEMENERG-SERVICE” București,
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„ISO”	Operator de Sistem Independent
„ITO”	Operator de Transport Independent
„KPI”	Key Performance Indicator
„LEA”	Linii electrice aeriene
„Leu” sau „Lei” sau „RON”	Moneda oficială a României
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„ONRC”	Oficiul Național al Registrului Comerțului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din România OPCOM SA

„OTS”	Operatorul de transport și de sistem
„OUG”	Ordonanță de Urgență a Guvernului
„pa”	Per anum
„PCCB”	Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale
„PCR”	Gruparea pe regiuni în funcție de preț (Price Coupling of Regions) agreată pentru viitorul model al Pieței Unice Europene de Energie Electrică
„PE”	Piața de Echilibrare
„PCI”	Proiecte de Interes Comun
„PZU”	Piața pentru Ziua Următoare
„RET”	Rețeaua Electrică de Transport, rețea electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV
„SEN”	Sistemul Electroenergetic Național
„Smart”	Societatea pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
„SSF”	Serviciul de sistem funcțional
„SST”	Serviciul de sistem tehnologic
„TEL”	Indicator bursier pentru Transelectrica
„Teletrans”	Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport TELETRANS SA
„TSR”	Randament total pentru acționari
„UE”	Uniunea Europeană
„u.m.”	Unitate de măsură
„USD” sau “dolari US”	Dolarul american, moneda oficială a Statelor Unite ale Americii
„WACC”	Costul Mediu Ponderat al Capitalului



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT

Către Acționarii
C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.

Raport cu privire la auditul situațiilor financiare separate

Opinie

1. Am auditat situațiile financiare separate ale Societății C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. („Societatea”), cu sediul social în Strada Olteni, nr. 2-4, București, sectorul 3, identificată prin codul unic de înregistrare fiscală RO 13328043, care cuprind situația poziției financiare la data de 31 decembrie 2025, situația rezultatului global, situația modificărilor capitalurilor proprii și situația fluxurilor de trezorerie aferente exercițiului încheiat la această dată, precum și note la situațiile financiare care includ informații semnificative privind politicile contabile.
2. Situațiile financiare separate la 31 decembrie 2025 se identifică astfel:
 - Total capitaluri proprii: 5.965.639.591 Lei
 - Profitul net al exercițiului financiar: 359.825.194 Lei
3. În opinia noastră, situațiile financiare separate anexate prezintă fidel, sub toate aspectele semnificative, poziția financiară a Societății la data de 31 decembrie 2025, performanța sa financiară și fluxurile sale de trezorerie aferente exercițiului încheiat la data respectivă, în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, cu actualizările ulterioare („OMF 2844/2016”).

Baza pentru opinie

4. Am desfășurat auditul nostru în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit (“ISA”), Regulamentul UE nr. 537 al Parlamentului și al Consiliului European (denumit în cele ce urmează „Regulamentul”) și Legea nr. 162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative (denumită în continuare „Legea 162/2017”). Responsabilitățile noastre în baza acestor standarde sunt descrise detaliat în secțiunea “Responsabilitățile auditorului într-un audit al situațiilor financiare consolidate” din raportul nostru. Suntem independenți față de Societate, conform Codului Etic Internațional pentru Profesioniștii Contabili emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Etică pentru Contabili (inclusiv Standardele Internaționale de Independență) (codul IESBA), așa cum este aplicabil auditului situațiilor financiare ale entităților de interes public, împreună cu cerințele etice care sunt relevante pentru auditul situațiilor financiare în România, inclusiv Regulamentul și Legea 162/2017. Ne-am îndeplinit responsabilitățile etice conform acestor cerințe și conform Codului IESBA. Considerăm că probele de audit pe care le-am obținut sunt suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru opinia noastră.

Aspectele cheie de audit

5. Aspectele cheie de audit sunt acele aspecte care, în baza raționamentului nostru profesional, au avut cea mai mare importanță pentru auditul situațiilor financiare separate din perioada curentă. Aceste aspecte au fost abordate în contextul auditului situațiilor financiare separate în ansamblu și în formarea opiniei noastre asupra acestora și nu oferim o opinie separată cu privire la aceste aspecte.

Aspect cheie de audit	Modul de abordare în cadrul misiunii de audit
Recunoașterea veniturilor. Veniturile generate din activitatea de transport a energiei electrice reprezintă activitatea de bază a Societății. Recunoașterea veniturilor rezultate din această activitate depinde de evaluarea adecvată a cuantumului contraprestației contractuale și de înregistrarea acestora în perioada la care se referă, corespunzător clauzelor comerciale prevăzute în contractele cu clienții. Considerăm că recunoașterea veniturilor este o arie de audit semnificativă, întrucât conducerea Societății poate contabiliza în mod incorect veniturile din activitatea de transport a energiei electrice datorită naturii tranzacțiilor de vânzare și a clauzelor contractuale privind data la care are loc transferul controlului asupra serviciilor prestate. În plus, veniturile reprezintă unul dintre cei mai importanți indicatori-cheie de performanță ai Societății. Prezentările Societății cu privire la venituri sunt incluse în Nota 20 la situațiile financiare.	Abordarea de audit pentru testarea veniturilor aferente activității de transport al energiei electrice a fost doar pe bază de proceduri de fond. Procedurile noastre de audit efectuate pentru a aborda riscul de denaturare semnificativă a recunoașterii veniturilor din transport au inclus următoarele: • Am evaluat politicile contabile ale Societății cu privire la recunoașterea veniturilor. • Am confirmat pentru o selecție de clienți veniturile pentru 2025 pentru a evalua completitudinea tranzacțiilor realizate de Societate cu aceștia. • Am selectat un eșantion aleatoriu de venituri, pe care le-am comparat cu documentele justificative relevante pentru a asigura acuratețea și clasificarea tranzacțiilor înregistrate, validând și perioada financiară în care acestea trebuiau înregistrate în funcție de data la care s-a realizat transferul controlului asupra serviciilor prestate de Societate în calitate de vânzător, către client în calitate de cumpărător. • Am efectuat proceduri analitice care au constatat în analiza veniturilor comparând perioada curentă cu cea anterioară • Am evaluat dacă informațiile prezentate în Notele explicative sunt corespunzătoare.

Alte informații

6. Administratorii sunt responsabili pentru întocmirea și prezentarea altor informații. Acele alte informații cuprind Raportul administratorilor și Raportul de remunerare, dar nu cuprind situațiile financiare separate și raportul auditorului cu privire la acestea.

Opinia noastră cu privire la situațiile financiare separate nu acoperă și aceste alte informații și cu excepția cazului în care se menționează explicit în raportul nostru, nu exprimăm nici un fel de concluzie de asigurare cu privire la acestea.

În legătură cu auditul situațiilor financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, responsabilitatea noastră este să citim acele alte informații și, în acest demers, să apreciem dacă acele alte informații sunt semnificativ inconsecvente cu situațiile financiare separate, sau cu cunoștințele pe care noi le-am obținut în timpul auditului, sau dacă ele par a fi denaturate semnificativ.

Alte responsabilități de raportare cu privire la alte informații – Raportul administratorilor

În ceea ce privește Raportul administratorilor, am citit și raportăm dacă acesta a fost întocmit, în toate aspectele semnificative, în conformitate cu OMF 2844/2016.

În baza exclusiv a activităților care trebuie desfășurate în cursul auditului situațiilor financiare, în opinia noastră:

- Informațiile prezentate în Raportul administratorilor pentru exercițiul financiar pentru care au fost întocmite situațiile financiare sunt în concordanță, în toate aspectele semnificative, cu situațiile financiare;
- Raportul administratorilor a fost întocmit, în toate aspectele semnificative, în conformitate cu OMF 2844/2016.

În plus, în baza cunoștințelor și înțelegerii noastre cu privire la Societate și la mediul acesteia, dobândite în cursul auditului situațiilor financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025, ni se cere să raportăm dacă am identificat denaturări semnificative în Raportul administratorilor. Nu avem nimic de raportat cu privire la acest aspect.

Alte responsabilități de raportare cu privire la alte informații – Raportul de remunerare

Cu privire la Raportul de remunerare, am citit Raportul de remunerare pentru a determina dacă acesta prezintă, sub toate aspectele semnificative, informațiile cerute de articolul 107, alin. (1) și (2) din Legea 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată. Nu avem nimic de raportat cu privire la acest aspect.

Responsabilitățile conducerii și ale persoanelor responsabile cu guvernanta pentru situațiile financiare

7. Conducerea este responsabilă pentru întocmirea și prezentarea fidelă a situațiilor financiare separate în conformitate cu OMF 2844/2016 și pentru acel control intern pe care conducerea îl consideră necesar pentru a permite întocmirea de situații financiare separate lipsite de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare.
8. În întocmirea situațiilor financiare separate, conducerea este responsabilă pentru aprecierea capacității Societății de a-și continua activitatea, prezentând, dacă este cazul, aspectele referitoare la continuitatea activității și utilizând contabilitatea pe baza continuității activității, cu excepția cazului în care conducerea fie intenționează să lichideze Societatea sau să oprească operațiunile, fie nu are nicio altă alternativă realistă în afara acestora.
9. Persoanele responsabile cu guvernanta sunt responsabile pentru supravegherea procesului de raportare financiară al Societății.

Responsabilitățile auditorului într-un audit al situațiilor financiare separate

10. Obiectivele noastre constau în obținerea unei asigurări rezonabile privind măsura în care situațiile financiare, în ansamblu, sunt lipsite de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, precum și în emiterea unui raport al auditorului care include opinia noastră. Asigurarea rezonabilă reprezintă un nivel ridicat de asigurare, dar nu este o garanție a faptului că un audit desfășurat în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit va detecta întotdeauna o denaturare semnificativă, dacă aceasta există. Denaturările pot fi cauzate fie de fraudă, fie de eroare și sunt considerate semnificative dacă se poate preconiza, în mod rezonabil, că acestea, individual sau cumulativ, vor influența deciziile economice ale utilizatorilor, luate în baza acestor situații financiare.
11. Ca parte a unui audit în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit, exercităm raționamentul profesional și menținem scepticismul profesional pe parcursul auditului. De asemenea:
 - Identificăm și evaluăm riscurile de denaturare semnificativă a situațiilor financiare, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, proiectăm și executăm proceduri de audit ca răspuns la respectivele riscuri și obținem probe de audit suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru opinia noastră. Riscul de nedetectare a unei denaturări semnificative cauzate de fraudă este mai ridicat decât cel de nedetectare a unei denaturări semnificative cauzate de eroare, deoarece fraudă poate presupune înțelegeri secrete, fals, omisiuni intenționate, declarații false și evitarea controlului intern.
 - Înțelegem controlul intern relevant pentru audit, în vederea proiectării de proceduri de audit adecvate circumstanțelor, dar fără a avea scopul de a exprima o opinie asupra eficacității controlului intern al Societății.
 - Evaluăm gradul de adecvare a politicilor contabile utilizate și caracterul rezonabil al estimărilor contabile și al prezentărilor aferente de informații realizate de către conducere.
 - Formulăm o concluzie cu privire la gradul de adecvare a utilizării de către conducere a contabilității pe baza continuității activității și determinăm, pe baza probelor de audit obținute, dacă există o incertitudine semnificativă cu privire la evenimente sau condiții care ar putea genera îndoeli semnificative privind capacitatea Societății de a-și continua activitatea. În cazul în care concluzionăm că există o incertitudine semnificativă, trebuie să atragem atenția în raportul auditorului asupra prezentărilor aferente din situațiile financiare sau, în cazul în care aceste prezentări sunt neadecvate, să ne modificăm opinia. Concluziile noastre se bazează pe probe de audit obținute până la data raportului auditorului. Cu toate acestea, evenimente sau condiții viitoare pot determina Societatea să nu își mai desfășoare activitatea în baza principiului continuității activității.
 - Evaluăm prezentarea, structura și conținutul general al situațiilor financiare separate, inclusiv al prezentărilor de informații, și măsura în care situațiile financiare separate reflectă tranzacțiile și evenimentele de bază într-o manieră care realizează prezentarea fidelă.
12. Comunicăm persoanelor responsabile cu guvernanta, printre alte aspecte, aria planificată și programarea în timp a auditului, precum și principalele constatări ale auditului, inclusiv orice deficiențe semnificative ale controlului intern, pe care le identificăm pe parcursul auditului.

13. De asemenea, furnizăm persoanelor responsabile cu guvernanta o declarație că am respectat cerințele etice relevante privind independența și că le-am comunicat toate relațiile și alte aspecte despre care s-ar putea presupune, în mod rezonabil, că ne afectează independența și, acolo unde este cazul, acțiunile întreprinse pentru eliminarea riscurilor sau măsurile de protecție aplicate.
14. Dintre aspectele comunicate cu persoanele responsabile cu guvernanta, stabilim care sunt aspectele cele mai importante pentru auditul situațiilor financiare din perioada curentă și care reprezintă, prin urmare, aspecte cheie de audit. Descriem aceste aspecte în raportul auditorului, cu excepția cazului în care legile sau reglementările interzic prezentarea publică a aspectului sau a cazului în care, în circumstanțe extrem de rare, determinăm că un aspect nu ar trebui comunicat în raportul nostru deoarece se preconizează în mod rezonabil ca beneficiile interesului public să fie depășite de consecințele negative ale acestei comunicări.

Alte aspecte

15. Situațiile financiare separate ale societății C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. pentru anul încheiat la 31 decembrie 2024 au fost auditate de un alt auditor care a emis o opinie nemodificată asupra respectivelor situații la 30 aprilie 2025.

Raport cu privire la alte dispoziții legale și de reglementare – Entități de interes public

16. Am fost numiți de Adunarea Generală a Acționarilor la data de 11 noiembrie 2025 să audităm situațiile financiare ale C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025. Durata totală neîntreruptă a angajamentului nostru este de un an, acoperind exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

Confirmăm că:

- Opinia noastră de audit este în concordanță cu raportul suplimentar prezentat Comitetului de Audit al Societății, pe care l-am emis în aceeași dată în care am emis și acest raport. De asemenea, în desfășurarea auditului nostru, ne-am păstrat independența față de entitatea auditată.
- Nu au fost furnizate serviciile non-audit interzise, menționate la articolul 5 alineatul (1) din Regulamentul UE nr. 537/2014.

Raport privind informațiile referitoare la impozitul pe profit

17. Pentru exercițiul financiar anterior exercițiului financiar pentru care au fost întocmite situațiile financiare separate, Societatea nu a avut obligația, conform OMF 2844/2016, punctele 60² - 60⁶, de a publica un raport privind informațiile referitoare la impozitul pe profit.

Raport privind conformitatea cu Legea nr. 162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative („Legea 162/2017”) și Regulamentul Delegat (UE) 2018/815 al Comisiei privind Standardul Tehnic de Reglementare privind Formatul Unic European de Raportare Electronică („ESEF”).

18. Am efectuat o misiune de asigurare rezonabilă asupra conformității cu Legea 162/2017 și Regulamentul Delegat (UE) 2018/815 al Comisiei aplicabil situațiilor financiare incluse în raportul financiar anual al C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. („Societatea”) astfel cum sunt prezentate în fișierele digitale care includ prezentul raport de audit („Fișierele Digitale”).

(I) Responsabilitatea conducerii și a persoanelor însărcinate cu guvernanta pentru Fișierele Digitale întocmite în conformitate cu ESEF

Conducerea este responsabilă pentru întocmirea Fișierelor Digitale în conformitate cu ESEF. Această responsabilitate presupune:

- proiectarea, implementarea și menținerea controlului intern relevant pentru aplicarea ESEF;
- asigurarea conformității dintre Fișierele Digitale și situațiile financiare care vor fi depuse în conformitate cu Ordinul 2844/2016.

Persoanele însărcinate cu guvernanta sunt responsabile cu supravegherea întocmirii Fișierelor Digitale în conformitate cu ESEF.

(II) Responsabilitatea auditorului pentru auditul Fișierelor Digitale

Avem responsabilitatea de a exprima o concluzie cu privire la măsura în care situațiile financiare incluse în raportul financiar anual sunt în conformitate cu cerințele ESEF, în toate aspectele semnificative, în baza probelor obținute. Misiunea noastră de asigurare rezonabilă a fost efectuată în conformitate cu Standardul internațional privind Misiunile de Asigurare 3000 (revizuit), Alte misiuni de asigurare decât auditurile sau revizuirile informațiilor financiare istorice (ISAE 3000) emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Audit și Asigurare.

Societatea noastră aplică Standardul Internațional privind Managementul Calității 1 („ISQM 1”) și, în consecință, menține un sistem cuprinzător de control al calității, inclusiv politici și proceduri documentate privind conformitatea cu cerințe etice, standarde profesionale și cerințe legale și de reglementare aplicabile.

O misiune de asigurare rezonabilă în conformitate cu ISAE 3000 presupune efectuarea de proceduri pentru a obține probe cu privire la conformitatea cu ESEF. Natura, plasarea în timp și amploarea procedurilor selectate depind de raționamentul auditorului, inclusiv de evaluarea riscului de abateri semnificative de la cerințele ESEF, cauzate fie de fraudă, fie de eroare. O misiune de asigurare rezonabilă presupune:

- obținerea unei înțelegeri a procesului Societății de pregătire a Fișierelor Digitale în conformitate cu ESEF, inclusiv a controalelor interne relevante;
- reconcilierea Fișierelor Digitale cu situațiile financiare auditate ale Societății care vor fi depuse în conformitate cu Ordinul 2844/2016;
- evaluarea dacă situațiile financiare incluse în raportul anual au fost întocmite într-un format XHTML valabil.

Considerăm că probele obținute sunt suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru concluzia noastră.

În opinia noastră, situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025 incluse în raportul financiar anual în Fișierele Digitale respectă, în toate aspectele semnificative, cerințele ESEF.

În prezenta secțiune nu exprimăm o opinie de audit, o concluzie de revizuire sau orice altă concluzie de asigurare privind situațiile financiare. Opinia noastră asupra situațiilor financiare ale Societății pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025 este inclusă în secțiunea „Raport cu privire la auditul situațiilor financiare separate” de mai sus.

Partenerul de misiune al auditului pentru care s-a întocmit acest raport al auditorului independent este Alina Mirea.

Alina Mirea, Partener de audit



Înregistrată în Registrul public electronic al auditorilor
financiarilor și firmelor de audit cu numărul AF 1504

Autoritatea Pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)
Auditor financiar: **Mirea Ioana Alina**
Registru Public Electronic: **AF1504**

În numele:

DELOITTE AUDIT S.R.L.

Înregistrată în Registrul public electronic al auditorilor
financiarilor și firmelor de audit cu numărul FA 25

Autoritatea Pentru Supravegherea Publică a
Activității de Audit Statutar (ASPAAS)
Auditor financiar: **Deloitte Audit S.R.L.**
Registru Public Electronic: **FA25**

Clădirea The Mark, Calea Griviței nr. 84-98 și 100-102, etajul 9, Sector 1
București, România
23 martie 2026

CNTEE Transelectrica SA
Societate administrată în sistem dualist



Situații financiare separate
la data și pentru exercițiul financiar încheiat la
31 decembrie 2025

Întocmite în conformitate cu
Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016

CUPRINS

Situația separată a poziției financiare la 31 decembrie 2025	1
Contul separat de profit și pierdere pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2025	3
Situația separată a modificărilor capitalurilor proprii pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025	5
Situația separată a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025	7
Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025	9
1. DESCRIEREA ACTIVITĂȚII ȘI INFORMAȚII GENERALE	9
2. BAZELE ÎNTOCMIRII	18
3. POLITICI CONTABILE	19
4. DETERMINAREA VALORII JUSTE	31
5. IMOBILIZĂRI CORPORALE	32
6. LEASING	36
7. IMOBILIZĂRI NECORPORALE	38
8. IMOBILIZĂRI FINANCIARE	40
9. STOCURI	41
10. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE	42
11. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR	45
12. CAPITALURI PROPRII	46
13. VENITURI ÎN AVANS	48
14. ÎMPRUMUTURI	49
15. OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR	51
16. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII	55
17. IMPOZIT PE PROFIT	58
18. REZULTATUL PE ACȚIUNE	60
19. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE	60
20. VENITURI DIN EXPLOATARE	60
21. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI ȘI DIN PIAȚA DE ECHILIBRARE	64
22. AMORTIZARE	66
23. CHELTUIELI CU PERSONALUL	66
24. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE	67
25. ALTE CÂȘTIGURI SAU PIERDERI DIN EXPLOATARE	68
26. REZULTAT FINANCIAR NET	68
27. CADRUL LEGISLATIV FISCAL	69
28. ANGAJAMENTE ȘI CONTINGENTE	69
29. PĂRȚI AFILIATE	76
30. SALARIZAREA CONDUCERII COMPANIEI	80
31. INSTRUMENTE FINANCIARE	80
32. ONORARII PERCEPUTE DE FIECARE AUDITOR STATUTAR SAU FIRMĂ DE AUDIT	87
33. OBIECTIVE DE MEDIU	88
34. EVENIMENTE ULTERIOARE	88

CNTEE Transelectrica SA

Situția separată a poziției financiare la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	5	6.182.274.993	5.774.758.870
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	6	2.149.219	5.964.180
Imobilizări necorporale	7	258.516.243	312.464.795
Imobilizări financiare	8	87.883.769	85.767.355
Total active imobilizate		6.530.824.224	6.178.955.200
Active circulante			
Stocuri	9	44.836.002	47.175.766
Creanțe comerciale și alte creanțe	10	3.349.320.606	3.778.692.640
Impozit pe profit de recuperat	17	12.398.369	-
Numerar și echivalente de numerar	11	733.668.904	671.557.851
Total active circulante		4.140.223.881	4.497.426.257
Total active		10.671.048.105	10.676.381.457
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social, din care:		733.031.420	733.031.420
- Capital social subscris		733.031.420	733.031.420
Prima de emisiune		49.842.552	49.842.552
Rezerve legale		146.606.284	146.606.284
Rezerve din reevaluare		1.404.145.417	1.514.138.168
Alte rezerve		299.129.478	256.706.249
Rezultat reportat		3.332.884.440	3.114.650.000
Total capitaluri proprii	12	5.965.639.591	5.814.974.673
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	13	768.609.014	537.371.101
Împrumuturi	14	1.470.721	7.918.172
Datorii privind impozitele amânate	17	214.283.435	243.910.434
Obligații privind beneficiile angajaților pe termen lung	15	52.270.499	88.335.459
Alte datorii pe termen lung	16 (a)	-	5.612.979
Total datorii pe termen lung		1.036.633.669	883.148.145

Notele atașate fac parte integrantă din aceste situații financiare separate

CNTEE Tranelectrica SA

Situția separată a poziției financiare la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	<u>Nota</u>	<u>31 decembrie 2025</u>	<u>31 decembrie 2024</u>
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	16 (a)	3.407.175.717	3.861.508.368
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire – termen scurt	6	2.279.492	6.607.203
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	19	15.098.265	18.431.750
Obligații privind beneficiile angajaților pe termen scurt	15	11.164.560	-
Împrumuturi	14	179.352.778	24.287.300
Provizioane	16 (b)	32.268.006	32.595.447
Venituri în avans pe termen scurt	13	21.436.027	22.211.901
Impozit pe profit de plată	17	-	12.616.670
Total datorii curente		<u>3.668.774.845</u>	<u>3.978.258.639</u>
Total datorii		<u>4.705.408.514</u>	<u>4.861.406.784</u>
Total capitaluri proprii și datorii		<u>10.671.048.105</u>	<u>10.676.381.457</u>

Situțiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,**Președinte**

Ștefăniță MUNTEANU

Membru

Cătălin-Constantin NADOLU

Membru

Cosmin-Vasile NICULA

Membru

Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

CNTEE Tranelectrica SA

Contul separat de profit și pierdere pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	<u>Nota</u>	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Venituri din serviciul de transport	20	2.263.254.560	2.024.456.845
Venituri din servicii de sistem	20	573.786.482	633.276.882
Venituri privind piața de echilibrare	20	2.676.210.810	4.965.724.579
Alte venituri		60.069.707	255.994.335
Cheltuieli pentru operarea sistemului	21	(640.830.711)	(715.612.506)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	21	(2.676.253.669)	(4.965.535.185)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	21	(705.984.678)	(523.611.184)
Amortizare	22	(388.800.465)	(356.463.082)
Cheltuieli cu personalul	23	(412.429.673)	(373.147.353)
Reparații și mentenanță		(161.168.196)	(128.676.506)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	9	(11.333.294)	(8.805.493)
Alte cheltuieli din exploatare	24	(257.068.970)	(228.857.078)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	10	(6.437.582)	-
Alte câștiguri sau pierderi	25	8.221.108	-
Profit din exploatare		321.235.429	578.744.254
Venituri financiare		35.419.561	27.228.783
Cheltuieli financiare		(7.516.620)	(13.777.396)
Rezultat financiar net	26	27.902.941	13.451.387
Rezultat înainte de impozitul pe profit		349.138.370	592.195.641
Impozit pe profit	17	10.686.824	(6.271.330)
Rezultatul exercițiului		359.825.194	585.924.311
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	18	4,909	7,993

CNTEE Tranelectrica SA

Contul separat de profit și pierdere pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	<u>Nota</u>	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Rezultatul exercițiului		359.825.194	585.924.311
Alte elemente ale rezultatului global			
Elemente care nu vor fi reclasificate în contul de profit și pierdere, din care:			
- (Pierdere)/surplus actuarial aferent planului de beneficii determinate	15	27.701.466	(1.535.364)
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)		27.701.466	(1.535.364)
Rezultatul global total		387.526.660	584.388.947

Situățiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,**Președinte**

Ștefăniță MUNTEANU

Membru

Cătălin-Constantin NADOLU

Membru

Cosmin-Vasile NICULA

Membru

Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

CNTEE Transelectrica SA

Situația separată a modificărilor capitalurilor proprii pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Capital social	Prime de emisiune	Rezerve legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	733.031.420	49.842.552	146.606.284	1.634.711.533	195.710.506	2.430.243.814	5.190.146.109
Rezultat global al perioadei							
Profitul exercițiului	-	-	-	-	-	585.924.311	585.924.311
Alte elemente ale rezultatului global, din care:							
Recunoaștere pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinat	-	-	-	-	-	(1.535.364)	(1.535.364)
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	-
Datorie privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(120.542.130)	-	120.542.130	-
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(120.542.130)	-	119.006.766	(1.535.364)
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	(120.542.130)	-	704.931.077	584.388.947
Alte elemente	-	-	-	-	-	-	-
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	(11)	(11)
Total alte elemente	-	-	-	-	-	(11)	(11)
Contribuții de la și distribuiri către acționari	-	-	-	-	-	-	-
Derecunoașterea imobilizărilor de natura patrimoniului public prin înregistrarea HG nr. 615, 682 și 683 din 2019 prin care s-a modificat inventarul bunurilor din domeniul public	-	-	-	(31.235)	-	-	(31.235)
Subvenții aferente imobilizărilor aparținând domeniului public al statului	-	-	-	-	60.995.743	-	60.995.743
Distribuirea dividendelor *)	-	-	-	-	-	(20.524.880)	(20.524.880)
Total contribuții de la și distribuiri către acționari	-	-	-	(31.235)	60.995.743	(20.524.880)	40.439.628
Sold la 31 decembrie 2024	733.031.420	49.842.552	146.606.284	1.514.138.168	256.706.249	3.114.650.000	5.814.974.673

*) Dividende cuvenite acționarilor în suma de 20.524.880 lei reprezintă dividend brut de 0,28 lei/acțiune

Situațiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,

Președinte
Ștefăniță MUNTEANU

Membru
Cătălin-Constantin NADOLU

Membru
Cosmin-Vasile NICULA

Membru
Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară
Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate
Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

Notele atașate fac parte integrantă din aceste situații financiare separate

CNTEE Transelectrica SA

Situția separată a modificărilor capitalurilor proprii pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Capital social	Prime de emisiune	Rezerve legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultat reportat	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	733.031.420	49.842.552	146.606.284	1.514.138.168	256.706.249	3.114.650.000	5.814.974.673
Rezultat global al perioadei							
Profitul exercițiului	-	-	-	-	-	359.825.194	359.825.194
Alte elemente ale rezultatului global, din care:							
Recunoaștere câștig actuarial aferent planului de beneficii determinat	-	-	-	-	-	27.701.466	27.701.466
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	-
Datorie privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(109.992.751)	-	109.992.751	-
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(109.992.751)	-	137.694.217	27.701.466
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	(109.992.751)	-	497.519.411	387.526.660
Alte elemente	-	-	-	-	-	-	-
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	-	-
Total alte elemente	-	-	-	-	-	-	-
Contribuții de la și distribuiri către acționari	-	-	-	-	-	-	-
Subvenții aferente imobilizărilor aparținând domeniului public al statului	-	-	-	-	42.423.229	-	42.423.229
Distribuirea dividendelor *)	-	-	-	-	-	(279.284.971)	(279.284.971)
Total contribuții de la și distribuiri către acționari	-	-	-	-	42.423.229	(279.284.971)	(236.861.742)
Sold la 31 decembrie 2025	733.031.420	49.842.552	146.606.284	1.404.145.417	299.129.478	3.332.884.440	5.965.639.591

*) Dividende cuvenite acționarilor în suma de 279.284.971 lei reprezintă dividend brut de 3,81 lei/acțiune. Mai multe detalii sunt prezentate la Nota 12.

Situțiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,**Președinte**
Ștefăniță MUNTEANU**Membru**
Cătălin-Constantin NADOLU**Membru**
Cosmin-Vasile NICULA**Membru**
Florin-Cristian TĂTARU**Director Direcția Economică și Financiară**
Ana-Iuliana DINU**Manager Departament Contabilitate**
Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

Notele atașate fac parte integrantă din aceste situații financiare separate

CNTEE Transelectrica SA

Situția separată a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	Anul 2025	Anul 2024
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul perioadei	18	359.825.194	585.924.311
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul pe profit	17	(10.686.824)	6.271.330
Cheltuieli cu amortizarea (inclusiv CPT suplimentar)	22	388.800.465	356.463.082
Venituri din producția de imobilizări necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	7 (b)	(924.241)	(102.019.913)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale		2.255.634	(3.016)
Venituri din reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale		(776.748)	(2.429.183)
Pierderi din creanțe și debitori diverși		3.898.551	3.043.161
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși		1.060.146	(13.428.381)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor		3.800.012	(1.479.602)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale		538.800	2.122.218
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale		(7.226.984)	9.383
Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli		(3.714.521)	(24.225.695)
Cheltuieli financiare nete privind ajustările pentru pierdere de valoare a imobilizărilor		1.844.370	-
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar		(28.596.393)	(15.405.339)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant		710.097.461	794.842.356
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități		269.924.895	(1.588.011.216)
Clienți - echilibrare		165.872.714	(73.792.225)
Clienți - cogenerare		(12.957.783)	11.489.305
Stocuri		(1.460.248)	5.388.669
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități		(346.406.952)	1.644.295.053
Datorii - echilibrare		(193.993.519)	94.597.586
Datorii - cogenerare		34.530.544	(87.140.878)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale		(3.333.485)	(75.985)
Venituri în avans		243.780.856	42.863.543
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		866.054.483	844.456.208
Dobânzi plătite		(1.584.698)	(2.031.567)
Impozit pe profit plătit		(42.925.427)	(29.123.048)
Numerar net generat din activitatea de exploatare		821.544.358	813.301.593
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale		(681.529.354)	(674.300.382)
Titluri de participare deținute la GECO POWER COMPANY CORRIDOR POWER COMPANY SRL	8	(3.750.000)	-
Încasări din finanțare nerambursabilă CE		29.104.413	42.494.343
Dobânzi încasate		11.563.760	6.829.286
Dividende încasate		23.118.346	15.760.658
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale		3.505.191	3.331.928
Numerar net utilizat în activitatea de investiții		(617.987.644)	(605.884.167)

CNTEE Tranelectrica SA

Situția separată a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	Anul 2025	Anul 2024
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	14	(24.238.570)	(23.978.287)
Plăți leasing clădire	6	(10.829.812)	(10.655.952)
Dividende plătite		(278.796.407)	(20.584.244)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		(313.864.789)	(55.218.483)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie		671.557.851	519.358.908
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar		(110.308.075)	152.198.943
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	11	561.249.776	671.557.851

Situțiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,**Președinte**

Ștefăniță MUNTEANU

Membru

Cătălin-Constantin NADOLU

Membru

Cosmin-Vasile NICULA

Membru

Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

1. DESCRIEREA ACTIVITĂȚII ȘI INFORMAȚII GENERALE

Principala activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania”) constă în: prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, operator al pieței de echilibrare, administrator al schemei de sprijin de tip bonus, alte activități conexe. Aceste activități se desfășoară în conformitate cu prevederile licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1793/26.08.2025 (până la data de 22.12.2025) și începând cu data de 23.12.2025, în baza licenței nr. 2706/2025 emisă de ANRE, a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare și a certificării finale a Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății („ownership unbundling”) prin Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015.

Adresa sediului social este: Strada Olteni, nr. 2-4, București, sectorul 3. În prezent, activitatea executivului Companiei se desfășoară în cadrul sediului social.

Începând cu 2006, acțiunile Companiei sunt tranzacționate pe Bursa de Valori București sub simbolul TEL.

În conformitate cu Hotărârea Adunării Generale Extraordinară a Acționarilor din data de 18 iulie 2012, Compania a trecut de la sistemul de administrare unitar la sistemul de administrare dualist pentru a realiza separarea clară a activității de management de activitatea de control. Astfel, Compania este administrată de un Directorat, sub supravegherea unui Consiliu de Supraveghere.

 Înființarea Companiei

În conformitate cu Hotărârea Guvernului („HG”) nr. 627 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate - SA („Entitatea predecesoare”), emisă în data de 31 iulie 2000 de către Guvernul României, aceasta a fost divizată în patru entități nou create („Entitățile succesoare”). Acționarul unic al Entităților succesoare a fost Statul Român, prin intermediul Ministerului Economiei („ME”). În urma acestei reorganizări, a fost înființată CNTEE Transelectrica SA, ca societate pe acțiuni și cu principal obiect de activitate transportul, dispecerizarea energiei electrice, organizarea și administrarea pieței de energie electrică.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar al statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

După cum este prezentat în Nota 12, acționarii CNTEE Transelectrica SA la 31 decembrie 2025 sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), Fondul de pensii administrat privat NN cu un număr de 4.007.688 acțiuni (5,47%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 16.839.437 acțiuni (22,97%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.682.141 acțiuni (6,38%).

 Misiunea Companiei

Misiunea Companiei este asigurarea funcționării Sistemului Energetic Național (SEN) în condiții de maximă siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate, realizând astfel infrastructura pieței naționale de electricitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrică de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistanță pentru toți participanții la piață.

 Alte informații legate de activitatea Companiei

Participarea Operatorilor de Transport și de Sistem (OTS) din Europa în cadrul ENTSO-E este reglementată prin legislația europeană în vigoare (Regulamentul 2019/943 privind piața internă de energie electrică, reformare a Regulamentului 2009/714 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică): „*Toți operatorii de transport și de sistem cooperează la nivel comunitar prin intermediul ENTSO-E de energie electrică, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului interzonal, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică.*”

Calitatea de membru în ENTSO-E a CNTEE Transelectrica SA reprezintă o condiție esențială pentru accesul la procesul decizional privind strategia și legislația europeană în domeniu și pentru apărarea și susținerea intereselor Companiei în cadrul activităților/proiectelor derulate la nivelul asociației și a Comisiei Europene.

ENTSO-E a fost creat în anul 2009, ca o asociație non-profit cu sediul la Bruxelles, prin unificarea asociațiilor OTS-urilor europene organizate conform regiunilor interconectate sincron (UCTE, ETSO, BALTSO, NORDEL, UKTSOA, ATSOI).

Din octombrie 2004, Transelectrica a devenit partener al companiilor de transport al energiei electrice din întreaga Europă, ca membru al asociațiilor UCTE, ETSO și din 2009 este membru ENTSO-E, sistemul electroenergetic românesc făcând parte din Grupul Regional Europa Continentală.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

CNTEE Transelectrica SA este membră afiliată la următoarele organisme internaționale:

ENTSO – E	- Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energia Electrică;
CIGRE	- Consiliul Internațional al Marilor Rețele Electrice de Înaltă Tensiune;
LWA	- Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune;
WEC	- Consiliul Mondial al Energiei.

CNTEE Transelectrica SA are obligația de a asigura capacitatea pe termen lung a sistemului de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică, să exploateze, să întrețină și să dezvolte în condiții economice un sistem de transport sigur, fiabil și eficient, care să respecte mediul înconjurător, în strânsă cooperare cu operatorii de transport și de sistem învecinați și cu operatorii de distribuție, îndeplinind prevederile Directivei UE 2019/944, art. 40.

La data de 31 decembrie 2025, profilul de credit al CNTEE Transelectrica SA își menține soliditatea, fiind confirmat în categoria investment-grade (**Baa3**) pentru al patrulea an consecutiv.

Anul a început cu reconfirmarea de către Moody's, în data de 17 ianuarie 2025, a calificativului Baa3 cu perspectivă stabilă, evaluarea de bază a creditului (BCA) fiind menținută la nivelul ba1. Această analiză a evidențiat profilul de risc scăzut, susținut de poziția de monopol natural a Companiei și de menținerea unor indicatori financiari echilibrați.

Ulterior, în data de 18 martie 2025, agenția a aliniat perspectiva ratingului Transelectrica cu cea a ratingului suveran al României, aceasta devenind „negativă”, în timp ce ratingul de emitent (**Baa3**) și **BCA (ba1)** au rămas neschimbate. Evoluția din acest exercițiu financiar reflectă corelarea dintre stabilitatea operațională a Companiei și dinamica contextului macroeconomic actual.

Dinamica ascendentă a titlurilor Transelectrica, susținută de un nivel prudent de îndatorare, subliniază soliditatea profilului investițional, investitorii acordând prioritate indicatorilor de bonitate internă în raport cu fluctuațiile contextului macroeconomic extern.

Mediul legislativ

Activitatea în sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (“ANRE”), instituție publică autonomă, care are ca obiect de activitate: elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, termice și gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor.

ANRE are ca principale atribuții și competențe în sectorul energiei electrice și energiei termice produse în cogenerare, următoarele: acordă, suspendă sau retrage autorizațiile și licențele, elaborează și aprobă metodologiile de calcul al tarifelor și prețurilor reglementate, aprobă tarife și prețuri reglementate, stabilește contractele-cadru, aprobă reglementări tehnice și comerciale etc.

ANRE stabilește tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciile de sistem. Prin urmare, deciziile luate de către ANRE pot avea efecte semnificative asupra activității Companiei.

Activitatea operațională a Companiei se desfășoară, astfel:

- până la data de 22.12.2025, în baza licenței nr. 161/2000 pentru transportul energiei electrice și furnizarea serviciului de sistem emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1793/26.08.2025,
- începând cu data de 23.12.2025, în baza licenței nr. 2706/2025 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, precum și a serviciilor de echilibrare a sistemului, și a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare.

Având în vedere faptul că activitatea și veniturile Companiei sunt reglementate de ANRE, cele mai importante riscuri legate de acest aspect sunt următoarele:

- cadrul de reglementare este supus permanent schimbărilor, ceea ce poate afecta performanțele Companiei;
- deciziile ANRE cu privire la adoptarea tarifelor viitoare pot afecta activitățile Companiei.

Certificarea finală a Transelectrica în calitate de OTS al SEN, conform modelului de separare a proprietății

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) a aprobat prin Ordinul nr. 164/07.12.2015 certificarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății (“ownership unbundling”).

Modelul de separare a dreptului de proprietate a devenit disponibil pentru Companie în temeiul Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale care transpune Directiva 2009/72/CE.

Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015 însoțit de Avizul Comisiei Europene cu numărul C (2015) 7053 final/12.10.2015, ca parte integrantă a Ordinului, a fost publicat în Monitorul Oficial nr. 908/08.12.2015 și împreună cu Referatul de aprobare al acestuia se comunică de către ANRE Comisiei Europene.

Prin acest ordin, se pun în aplicare prevederile legislației Uniunii Europene și a celei naționale cu privire la certificarea operatorului de transport și de sistem.

Notificarea privind certificarea a fost transmisă Uniunii Europene, care a publicat-o în Jurnalul UE în data de 08.01.2016, în conformitate cu Art.10 alin. (2) din Directiva 2009/72/CE.

Activitatea de transport al energiei electrice reprezintă o activitate de interes public, cu caracter de monopol natural, autorizată și monitorizată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

Tarifele aferente serviciilor de transport și de sistem sunt stabilite și aprobate de ANRE în baza metodologiilor specifice, care constituie cadrul de calcul al tarifelor. (a se vedea Nota 28, litera f).

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice se bazează pe principiul „venit plafon” (revenue cap), în cadrul căruia **venitul total permis** este determinat pe baza costurilor reglementate recunoscute de ANRE. Baza de costuri include:

- **costuri operaționale** (OPEX controlabil și necontrolabil),
- **costuri de capital** (investiții, amortizare reglementată, rentabilitatea capitalului investit).

Modelul urmărește asigurarea operării eficiente a rețelei de transport, menținerea viabilității financiare a operatorului și remunerarea adecvată a capitalului investit. Acesta include mecanisme de stimulare a eficienței operaționale, precum și un cadru de rentabilitate bazat pe **Baza Activelor Reglementate (BAR)** și pe **rata reglementată a rentabilității (RRR)**, determinată conform costului mediu ponderat al capitalului (WACC).

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (5 ani), pe durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor. Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

La începutul fiecărei perioade de reglementare, ANRE stabilește **venitul țintă inițial anual**, determinat prin însumarea costurilor reglementate recunoscute și a rentabilității reglementate aferente bazei activelor reglementate. În structura costurilor reglementate sunt incluse atât costuri operaționale, cât și costuri de capital, însă anumite categorii de cheltuieli sunt supuse unor cerințe de eficiență care limitează nivelul recuperabil prin tariful reglementat (de exemplu, cheltuielile de operare și mentenanță controlabile și costurile cu consumul propriu tehnologic).

Seria de venituri țintă anuale aferente unei perioade de reglementare este ulterior reprofilată printr-o procedură de liniarizare, cu scopul de a evita variații semnificative ale veniturilor reglementate de la un an tarifar la altul. Liniarizarea contribuie la stabilitatea tarifelor și la predictibilitatea fluxurilor de numerar, prin distribuirea uniformă a veniturilor permise pe întreaga perioadă de reglementare. Venitul astfel reprofilat este ajustat anual cu indicele prețurilor de consum, pentru a reflecta evoluția costurilor economice.

În cadrul unei perioade de reglementare, tarifele sunt revizuite anual și rămân valabile pentru perioade de 12 luni. Diferențele dintre valorile prognozate și cele efective ale parametrilor utilizați la calculul tarifului sunt regularizate prin **corecții ex-post**, aplicate în anii tarifari următori sau la începutul perioadei de reglementare următoare.

Pentru anumite categorii de costuri, ce se află sub incidența unor plafonări, depășirea nivelului prognozat al respectivelor costuri nu este compensată. De asemenea, în cazul anumitor componente de cost, economiile realizate sunt parțial reținute de Transelectrica.

Setul de parametri de calcul este aprobat de ANRE și include:

- **Costuri operaționale:** OPEX controlabil (supus factorilor de eficiență), costuri necontrolabile, consumul propriu tehnologic (CPT), congestii interne, costuri și venituri aferente mecanismului ENTSO-E (ITC);
- **Costuri de capital:** investițiile planificate în rețea, Baza Activelor Reglementate (BAR), amortizarea reglementată, rentabilitatea capitalului investit ($RRR \times BAR$);
- Cantitatea de energie electrică tarificabilă, prețul energiei reactive.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie activă introduse sau extrase din rețelele electrice publice, cu excepția importurilor și exporturilor. Transelectrica percepe:

- **TG** – tariful pentru introducerea energiei în rețea,
- **TL** – tariful pentru extragerea energiei din rețea.

TG nu se aplică energiei produse de centrale cu putere instalată ≤ 5 MW și nici energiei importate. TL nu se aplică energiei exportate.

Anul 2025 este primul an din seria de cinci ani consecutivi care formează perioada a V-a de reglementare tarifară multianuală pentru activitatea de transport al energiei electrice (1 ianuarie 2025 – 31 decembrie 2029).

Coordonatele principale ale perioadei a V-a de reglementare sunt stabilite de ANRE în baza cadrului de reglementare specific, respectiv metodologia de stabilire a tarifului pentru activitatea de transport al energiei electrice, aprobată prin *Ordinul ANRE nr. 68/2024* cu modificările și completările ulterioare.

Comparativ cu perioada a IV-a de reglementare (1 ianuarie 2020 – 31 decembrie 2024), cadrul aplicabil perioadei a V-a (2025–2029), stabilit prin *Ordinul ANRE nr. 68/2024*, menține principiile fundamentale de reglementare de tip „venit plafon”, structura venitului reglementat și modul de formare a acestuia, recuperarea costurilor de operare, recuperarea și remunerarea capitalului investit în active

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

reglementate, natura elementelor stimulative, modul de colectare a venitului reglementat și mecanismele de eficiență.

Principalele elemente de noutate introduse prin Ordinul ANRE nr. 68/2024

- **Stimulente investiționale specifice:**
 - ✓ +1 pp la RRR pentru investițiile realizate din surse proprii care depășesc valoarea minimă obligatorie anuală.
 - ✓ +0,5 pp la RRR pentru mijloace fixe aferente proiectelor cofinanțate din fonduri europene nerambursabile, puse în funcțiune în perioada 2025–2029.
- **Mecanism de performanță (KPI):**
 - ✓ ajustarea RRR cu $\pm 0,5$ pp în funcție de performanța anuală a OTS privind dezvoltarea rețelei inteligente, eficiența energetică și integrarea surselor regenerabile;
 - ✓ nivelurile de bază ale RRR sunt 6,94% pentru active de rețea și 4,94% pentru active non-rețea.
- **Tratament diferențiat pentru anumite active:**
 - ✓ pentru clădiri administrative și dotări puse în funcțiune după 1 ianuarie 2025, RRR se diminuează cu 2 pp.

Aceste modificări urmăresc creșterea disciplinei investiționale și corelarea mai strânsă între costuri, performanță și nivelul tarifelor.

Începând cu data de 1 aprilie 2025, cadrul legislativ privind plafonarea prețurilor la energie electrică încetează să mai fie aplicabil, ceea ce conduce la eliminarea mecanismelor excepționale de intervenție asupra prețurilor pe piețele angro și, implicit, asupra costurilor cu consumul propriu tehnologic recunoscute în tarife. În noul context, costurile cu energia pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport vor fi recunoscute și recuperate în cadrul mecanismului standard de reglementare aferent perioadei a V-a de reglementare, în conformitate cu metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 68/2024, cu menținerea principiilor de prudență, eficiență și sustenabilitate financiară pentru operatorul de transport și de sistem.

Serviciile de sistem (SS) reprezintă ansamblul de servicii tehnice necesare pentru menținerea siguranței în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), echilibrarea permanentă între producție și consum și menținerea parametrilor de calitate ai energiei electrice. Aceste servicii sunt achiziționate de operatorul de transport și de sistem (OTS) de la producătorii de energie electrică și sunt furnizate utilizatorilor SEN.

Tariful SS este stabilit și aprobat de ANRE în baza Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 116/2022. Metodologia are la bază un mecanism care acoperă integral costurile justificate ale OTS cu achiziția și gestionarea serviciilor tehnologice de sistem, fără a genera profit suplimentar pentru operator.

Tariful SS include:

- costurile prognozate cu achiziția serviciilor de sistem (rezerve pentru reglajul frecvență-putere activă, reglajul tensiune-putere reactivă, servicii de apărare și restaurare),
- corecții ex-post pentru diferențele dintre costurile prognozate și cele efective,
- ajustări pentru variația volumului de energie electrică tarifabilă.

Tariful SS se aplică tuturor cantităților de energie electrică extrase din rețelele electrice publice și este facturat furnizorilor și consumatorilor finali. Veniturile aferente acestui tarif sunt destinate exclusiv acoperirii costurilor cu achiziția și furnizarea SS, iar eventualele diferențe față de costurile recunoscute sunt regularizate în anii următori.

Baza activelor reglementate ("BAR")

Determinarea tarifului de transport are la bază, printre altele, baza activelor reglementate. Baza activelor reglementate include valoarea netă a activelor corporale și necorporale corespunzătoare patrimoniului privat al Companiei și valoarea netă a activelor aparținând domeniului public al statului finanțate integral din surse proprii, recunoscute de ANRE și utilizate în prestarea serviciului de transport al energiei electrice.

În anul 2025, rata reglementată a rentabilității activelor pentru activitatea de transport al energiei electrice, exprimată în termeni reali înainte de impozitare, a avut următoarele valori:

- 6,94% valoare stabilită în reglementările ANRE și aplicată în intervalul 01 ianuarie 2025 - 31 decembrie 2025.

Față de valoarea de bază a RRR de 6,94% stabilită pentru a cincea perioadă de reglementare, precizăm că reglementările ANRE în vigoare prevăd variații specifice în funcție de natura activelor și sursa de finanțare: un stimulent de 0,5 puncte procentuale peste rata de bază (total 7,44%) aplicabil cotei de cofinanțare pentru investițiile realizate prin fonduri nerambursabile, respectiv o diminuare de 2 puncte procentuale (total 4,94%) pentru activele de tip dotări, conform metodologiei de calcul a Bazei Activelor Reglementate..

La începutul anului 2025, valoarea BAR aferentă activității de transport al energiei electrice, stabilită de ANRE în baza investițiilor realizate de CNTEE Transelectrica SA în a patra perioadă de reglementare - este de cca. 3.397 milioane lei, valoarea aceasta curpinzând reevaluarea mijloacelor fixe de la 31 decembrie 2023, acceptată de către ANRE în suma de aprox 850 mil lei. Prin investiții realizate se înțelege investiții finalizate, respectiv obiective puse în funcțiune și înregistrate ca active imobilizate în evidențele contabile ale Companiei.

Volumul total de investiții aprobat pentru perioada a cincea de reglementare este de cca. 2.973 milioane lei. Din acest volum total, s-a prognozat că o parte în cuantum de cca. 1.454 milioane lei reprezentând cca. 49% din volumul investițional total aprobat va fi finanțată din fonduri europene nerambursabile și din veniturile obținute de Transelectrica din alocarea capacității de interconexiune

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

transfrontalieră. Astfel, în programarea Bazei Activelor Reglementate pentru perioada a cincea de reglementare a fost inclus un volum de 1.519 milioane lei reprezentând cca. 51% din volumul investițional total aprobat, respectiv partea din volumul investițional total aprobat care se estimează că nu va fi finanțată din sursele nerambursabile menționate mai sus.

Includerea Transelectrica în indicii bursieri locali și internaționali

Începând cu data de 29.08.2006, acțiunile emise de Transelectrica sunt tranzacționate pe piața reglementată, administrată de BVB, la categoria I, sub simbolul TEL. Acțiunile Transelectrica fac parte din indicele BET, indice care reflectă evoluția celor mai tranzacționate 20 companii de pe Piața Reglementată a BVB, exclusiv societățile de investiții financiare (SIF-uri).

Transelectrica este inclusă, de asemenea, în indicii bursieri locali BET-EF, BET-XT, BET-NG, BET-XT-TR, BET-TR, BET-BK, BET-TRN, BET-XT-TRN, BET, BETPlus.

Începând cu data de 5 ianuarie 2015, Compania este încadrată în categoria Premium a pieței reglementate administrate de BVB.

Veniturile Companiei

Principalele activități generatoare de venituri pentru Companie sunt reprezentate de prestarea următoarelor servicii:

- Serviciul de transport al energiei electrice;
- Servicii de sistem;
- Operator al pieței de echilibrare.

Serviciul de transport al energiei electrice

Serviciul de transport constă în asigurarea transmiterii, în condiții de eficiență și siguranță, a energiei electrice între două sau mai multe puncte ale rețelei electrice de transport („RET”), cu respectarea standardelor de performanță în vigoare.

Compania asigură accesul nediscriminatoriu și reglementat tuturor participanților la piața de energie electrică. Activitatea de transport se derulează prin intermediul a opt sucursale teritoriale de transport cu sediul în: București, Bacău, Cluj-Napoca, Constanța, Craiova, Pitești, Sibiu și Timișoara.

Activitatea de transport al energiei electrice desfășurată de Transelectrica constă în asigurarea condițiilor tehnice și în menținerea parametrilor RET în momentul introducerii/preluării energiei în/din RET.

Servicii de sistem

Compania are sarcina de a menține în permanență funcționarea sistemului energetic național în condiții de siguranță și cu respectarea standardelor de calitate prevăzute în codul tehnic al rețelei electrice de transport. În acest scop, Compania achiziționează de la producătorii de electricitate servicii de sistem.

Serviciile de sistem sunt achiziționate în baza unei proceduri concurențiale reglementate de ANRE, de la producători, la cererea CNTEE Transelectrica SA, pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare al SEN, precum și a calității energiei transportate la parametri ceruți de legislația în vigoare. CNTEE Transelectrica SA refacturează întreaga valoare a serviciilor de sistem achiziționate de la producători (cu excepția componenței de energie activă pentru acoperirea pierderilor în RET) către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE care beneficiază în final de aceste servicii.

Operator al pieței de echilibrare

Modul de funcționare a pieței de echilibrare este stipulat în:

- Regulamentul (UE) 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică, numit în continuare „Regulamentul (UE) 2195/2017”.
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Ordinul Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei publicat în Monitorul Oficial nr. 1196 din 17 decembrie 2021, cu modificările și completările ulterioare.
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Piața de Echilibrare permite echilibrarea balanței producție-consum în timp real, utilizând resurse oferite într-un sistem concurențial. De asemenea, piața de echilibrare garantează realizarea integrală a obligațiilor contractuale asumate de participanții la piața de energie.

Scopul pieței de echilibrare este de a echilibra producția și consumul de energie electrică și de a îmbunătăți precizia previziunilor făcute în acest scop de toți participanții la piață. Aceasta se asigură prin tranzacționarea energiei contractate în plus sau necontractată, dar consumată de către participanții la piață. Transelectrica, pe baza procedurilor și reglementărilor aprobate de ANRE, trebuie să aprobe toți participanții la piața de echilibrare, să colecteze, să verifice, să proceseze toate ofertele și să efectueze procedurile de

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

decontare.

Cea mai importantă contribuție la funcționarea pieței de echilibrare o are Dispecerul Energetic Național. Dispecerul Energetic Național este responsabil de supravegherea funcționării adecvate și sigure a SEN, asigurând în orice moment, echilibrarea balanței producție – consum.

Piața de echilibrare este folosită de Transelectrica pentru asigurarea echilibrării în timp real a consumului cu producția, pentru garantarea funcționării sigure și stabile a SEN și pentru administrarea oricărei restricții din cadrul SEN.

Contractele încheiate de Transelectrica cu toți participanții la piața de echilibrare au la bază două convenții: convenția cadru pentru asumarea responsabilității de echilibrare (încheiată cu participanții la piață ca părți responsabile cu echilibrarea) și convenția cadru pentru participarea la piața de echilibrare (încheiată, de regulă, cu furnizorii de servicii de echilibrare, deținători de UFR/GFR).

În conformitate cu prevederile Ordinului Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021, CNTEE Transelectrica SA în calitate de OTS (operatorul de transport și de sistem) și de ODDPRE (operatorul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea) este responsabil pentru stabilirea cantităților și prețurilor de închidere pe piața de echilibrare.

De asemenea, Transelectrica este implicată în activitatea de echilibrare, astfel:

- Dispecerul Energetic Național contractează necesarul de energie electrică pentru echilibrarea balanței producție - consum de pe piața de echilibrare;
- Direcția de măsurare OMEPA, este responsabilă pentru măsurarea cantităților efectiv.

Totodată, începând cu luna octombrie 2023, Transelectrica are calitatea de ODPE.

Conform prevederilor Ordinului Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021, cu modificările și completările ulterioare, pentru asigurarea funcționării Pieței de Energie Electrică, OTS – respectiv Transelectrica colectează: sumele datorate de PRE (Părțile Responsabile cu Echilibrarea) pentru:

- valoarea obligațiilor de plată ale PRE pentru dezechilibrele negative produse în luna de contract, determinate pentru luna respectivă conform Notei de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau Notei lunare de regularizare, emise de ODDPRE (operatorul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea);
- valoarea obligațiilor de plată ale PRE pentru prestarea de servicii corespunzătoare valorii în modul pentru dezechilibrele pozitive produse în luna de contract prezentate cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS în calitate de ODDPRE;
- costurile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului.

sumele datorate de FSE (furnizori de servicii de echilibrare) pentru:

- obligațiile de plată ale FSE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare efectiv livrate la reducere de putere, în cadrul tranzacțiilor definitive pentru livrarea energiei de echilibrare, stabilite conform Notei de informare pentru decontarea lunară pe PE sau a Notei lunare de regularizare, emise de OTS;
- obligațiile de plată ale FSE pentru prestarea de servicii, corespunzătoare valorii în modul pentru cantitatea de energie de echilibrare efectiv livrată la creștere de putere, prezentată cu semn negativ în Nota de informare pentru decontarea lunară pe PE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS;

și plătește

PRE pentru:

- valoarea drepturilor de încasare pentru dezechilibrele pozitive produse în luna de contract, determinate pentru luna respectivă conform Notei de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau Notei lunare de regularizare, emise de ODDPRE;
- valoarea drepturilor de încasare pentru prestarea de servicii corespunzătoare valorii în modul pentru dezechilibrele negative produse în luna de contract, prezentate cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS în calitate de ODDPRE.
- veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului

FSE (furnizori de servicii de echilibrare) pentru:

- drepturile de încasare ale FSE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare efectiv livrate la creștere de putere, în cadrul tranzacțiilor definitive pentru livrarea energiei de echilibrare, stabilite conform Notei de informare pentru decontarea lunară pe PE sau a Notei lunare de regularizare, emise de OTS;
- drepturile de încasare ale PPE pentru valorile prestației de servicii, corespunzătoare valorii în modul pentru cantitatea de energie de echilibrare efectiv livrată la reducere de putere, prezentată cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară pe PE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS.

- **Schimburile intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie (Metodologia de calcul FSKAR)**

Ca urmare a aplicării Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică, la nivelul ENTSO – E au fost elaborate și aprobate de către Operatorii de Transport și Sistem reguli comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie. Precizăm faptul că noul set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, eliminând în acest fel compensările în natură determinate conform metodologiei ENTSO-E de către Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția), pe care CNTEE Transelectrica SA le tranzacționa pe Piața pentru Ziua Următoare și le înregistra distinct în Bugetul de Venituri și Cheltuieli cu Partea

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Responsabilă cu Echilibrarea Schimburi Neplanificate ca urmare a tranzacționării energiei la Piața pentru Ziua Următoare.

Metodologia de calcul FSKAR, denumită *Accounting and Financial Settlement of kAf, ACE and Ramping period*, a intrat în vigoare la data de 1 iunie 2021. Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția) transmit rezultatele către fiecare Operator de Transport și Sistem sub forma unor fișiere zilnice conținând schimburile intenționate și schimburile neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare. Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO – E, prețurile fiind exprimate în Euro/MWh.

Costurile și veniturile evidențiate în factura primită de la JAO privind decontarea energiei aferente schimburilor neintenționate va fi inclusă în calculul de decontare din Piața de Echilibrare, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 33/2021, privind modificarea și completarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei nr. 213/2020.

▪ Procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți Operatorii de transport și sistem - Platforma IN (Imbalance Netting)

Începând cu data de 01.01.2021, a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC) sau Platforma IN (Imbalance Netting) pentru procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții a IV-a din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare.

Precizăm faptul că, International Grid Control Cooperation (IGCC) reprezintă proiectul care a fost ales în anul 2016 de către ENTSO-E, pentru a deveni viitoarea platformă europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, așa cum este definit în Regulamentul (UE) nr. 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22). Inițiativa IGCC a fost demarată în anul 2010 de către operatorii din Germania și s-a extins ulterior la nivelul sistemelor central europene, reprezentând o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb, prin reducerea acțiunilor de sens contrar ale reguletoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată” a RRF, la nivel de ansamblu.

🌟 Cogenerare de înaltă eficiență

Începând cu 1 Aprilie 2011, CNTEE Transelectrica SA este administratorul schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Obiectivul acestei scheme de sprijin este promovarea sistemelor de producere a energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență, având avantajul producerii de energie cu emisii poluante reduse. Scopul este de a facilita accesul pe piață a sistemelor de producere în cogenerare de înaltă eficiență prin acordarea unui bonus de cogenerare, în condițiile în care costurile de producție a energiei electrice și a energiei termice în centralele de cogenerare sunt superioare prețurilor de piață ale celor două forme de energie. Schema este destinată producătorilor de energie electrică și termică ce dețin sau exploatează comercial centrale de cogenerare de înaltă eficiență, în scopul stimulării efectuării de investiții noi în sisteme de cogenerare, precum și re tehnologizării centralelor existente. Intrarea în aplicare efectivă a schemei de sprijin în România a avut loc la 1 aprilie 2011, după adoptarea de către Autoritatea Națională în domeniul Energiei (ANRE) a cadrului de reglementare necesar implementării acestei scheme.

Schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență reprezintă unul dintre mecanismele dezvoltate la nivelul Uniunii Europene (UE) pentru atingerea de către fiecare stat membru a țintelor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră -GES- (prin reducerea cantității de energie primară necesară generării aceluiași cantități de energie prelucrată – electrică și termică – față de producerea separată).

Schema de sprijin de tip bonus a fost instituită în România prin HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe energia termică utilă (transpunerea Directivei CE nr. 8/2004) și implementată prin HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, pentru producătorii cu capacitate electrică instalată mai mare de 1 MW.

Mecanismul de sprijin a fost autorizat de Comisia Europeană, Decizia C(2009)7085, modificată prin Decizia C(2016)7522 final. Conform acestor decizii, ajutorul de stat este de tip operare, pentru acoperirea diferenței dintre costurile și veniturile producției de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, asigurându-se o rentabilitate de maximum 9%.

Schema de sprijin de tip bonus este destinată în acest fel susținerii și promovării sistemelor de producere de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, astfel încurajându-se noi investiții în tehnologia de cogenerare, precum și realizarea de lucrări de înlocuire/reabilitare a instalațiilor existente.

Schema se aplică producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care au solicitat ANRE acordarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, livrată în SEN, pentru capacitățile de cogenerare înscrise în lista producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență până la 31 decembrie 2016. Producătorii beneficiază de schema de sprijin pe o perioadă de maximum 11 ani consecutivi, fără a depăși anul 2023, an la finalul căruia se încheie schema. Bonusul, acordat la cerere, reprezintă cuantumul (în lei) primit de producători pentru fiecare MWh produs în cogenerare de înaltă eficiență și livrat în rețelele SEN, este stabilit anual de către ANRE și este calculat ca diferență dintre costurile totale de producere ale unei centrale de cogenerare echivalente, cu producția de energie electrică de înaltă eficiență, și veniturile ce pot fi obținute de aceasta utilizând prețul pe piață al energiei electrice, respectiv costul unitar al energiei termice rezultat pentru o centrală termică echivalentă, diferența raportată la energia electrică livrată în SEN de centrala de cogenerare.

Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009 stabilește cadrul legal, în conformitate cu reglementările Uniunii Europene, necesar implementării schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, pe baza cererii de energie termică utilă, în vederea

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

acoperirii diferenței dintre costul producerii energiei în cogenerare de înaltă eficiență și prețul de vânzare al acesteia. ANRE a aprobat valorile bonusurilor de referință, pe megawatt ora de energie electrică produsă și livrată în rețea din centrale de cogenerare de înaltă eficiență. Beneficiarii schemei sunt producători care îndeplinesc anumite criterii stabilite de către ANRE.

În conformitate cu prevederile art. 14 din Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009, CNTEE Transelectrica SA este desemnată ca fiind responsabilă de administrarea schemei de sprijin. Principalele atribuții care îi revin Companiei în calitate de administrator al schemei de sprijin sunt reprezentate de colectarea contribuției de la furnizorii consumatorilor de energie electrică într-un cont bancar distinct de activitatea de bază și de plata bonusului către producătorii de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență; încheierea de contracte cu furnizorii pentru colectarea contribuției și cu producătorii care vor fi beneficiarii schemei; verificarea valorii contribuției colectate; emiterea facturilor către furnizori; returnarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență furnizorilor care introduc în România energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență în alte state membre ale Uniunii Europene; monitorizarea și raportarea către ANRE a modului de administrare a schemei de sprijin.

Compania acționează ca agent al statului în colectarea lunară a contribuției pentru cogenerare și plată lunară a bonusului și în aceste condiții, operațiunile aferente schemei de sprijin nu influențează conturile de venituri și cheltuieli, cu excepția cheltuielilor proprii de administrare recunoscute de ANRE pentru derularea schemei de sprijin și care se autofacturează.

În data de 08.12.2016, prin Hotărârea Guvernului nr. 925, s-a adoptat modificarea și completarea HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Principalele modificări fac referire la următoarele aspecte:

- pentru primirea bonusului, producătorii sunt obligați să nu înregistreze datorii față de administratorul schemei de sprijin sau să aibă încheiate convenții de compensare a datoriilor și creanțelor;
- supracompensarea se recuperează conform legislației naționale și a Uniunii Europene în domeniul ajutorului de stat;
- supracompensarea/bonusul necuvenit rămas neachitat de către producători, pentru care s-au întreprins toate demersurile legale, se va recupera prin includerea sumei în contribuția pentru cogenerare, conform metodologiei emise de către ANRE;
- deciziile ANRE referitoare la cuantumul supracompensării și/sau bonusului necuvenit sunt obligatorii pentru producători și se pun în aplicare în vederea recuperării prin emiterea unei decizii de către administratorul schemei în conformitate cu legislația în domeniul ajutorului de stat;
- închiderea financiară a schemei de sprijin se face în primul semestru al anului 2024, conform cadrului de reglementare elaborat de ANRE.

În data de 25.03.2022, prin **Hotărârea Guvernului nr. 409/2022**, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Ca urmare a emiterii HG nr. 409/2022, ANRE a actualizat cadrul de reglementare aplicabil prin emiterea:

✓ **Ordinului președintelui ANRE nr. 34/2022** privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015;

✓ **Ordinului președintelui ANRE nr. 35/2022** privind modificarea și completarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 115/2013.

Producătorii care până la data de 31 martie 2022 au beneficiat de schema de de sprijin 11 ani și care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin prezetate mai sus, pot beneficia, în baza unei decizii aprobate de președintele ANRE, de prelungirea ajutorului de stat începând cu 1 aprilie 2022.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin și se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Mecanismul de cuplare prin preț a piețelor de energie electrică

Aplicarea mecanismului de cuplare prin preț a început în data de 19 noiembrie 2014, dată la care Proiectul „4 Market Market Coupling (4MMC)” care prevede unirea piețelor de energie electrică PZU (Piața Zilei Următoare) din România, Ungaria, Cehia și Slovacia a intrat în faza de operare.

În data de 17 iunie 2021 a avut loc lansarea proiectului Interim Coupling (ICP), care reprezintă cuplarea piețelor pentru ziua următoare din țările 4MMC cu cele din Polonia, Austria și Germania.

În data de 27 octombrie 2021 a fost realizată și integrarea graniței Bulgaria-România în cuplarea unica a piețelor pentru ziua următoare (SDAC - Single Day-Ahead Coupling).

În data de 8 iunie 2022 a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul al capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

În data de 19 noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling), cu primele livrări în data de 20 noiembrie. Șapte țări - Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Ungaria,

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Polonia, România și Slovenia s-au alăturat celor paisprezece țări - Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Olanda, Portugalia, Spania și Suedia, care funcționează deja în regim cuplat din iunie 2018.

Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră.

Din punct de vedere al cadrului de reglementare intern, rolurile și responsabilitățile operatorilor implicați, CNTEE Transelectrica SA și OPCOM SA, cât și operațiunile ce se realizează în cadrul cuplării piețelor sunt prevăzute în Regulamentul de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică, cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor și modificarea unor acte normative care reglementează piața pentru ziua următoare de energie electrică, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 82/2014 (Regulament).

Modelul țintă pentru piața pentru ziua următoare, bazat pe principiul de cuplare a regiunilor prin preț (PCR - Price Coupling of Regions) utilizează un algoritm unic de corelare a ofertelor și de stabilire a prețului.

În situația în care cuplarea nu este posibilă, OTS-urile din țările respective aplică procedurile de fallback, prin care se alocă capacitatea transfrontalieră.

Art. 138 din Regulament prevede că în procesul de postcuplare, Operatorii de transport și de sistem (OTS) au rol de agenți de transfer ai energiei electrice rezultate din algoritmul de cuplare ca fiind transferată între două zone de ofertare adiacente.

În cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare, bursele de energie electrică corelează, pe baza de licitații, tranzacțiile cu energie electrică pentru ziua următoare, în funcție de capacitatea de interconexiune pusă la dispoziție de OTS prin care se realizează alocarea implicită a acesteia.

CNTEE Transelectrica SA, în calitate de OTS, transferă energia electrică, atât fizic, cât și comercial, către OTS-urile vecine (MAVIR – Ungaria și IBEX - Bulgaria) și administrează veniturile din congestii pe interconexiunea respectivă aferente PZU (art. 139 din Ordinul ANRE nr. 82/2014), iar în relație cu OPCOM SA are calitatea de Participant Implicit la Piața Zilei Următoare și Piața Intrazilnică (PI).

În calitate de Agent de Transfer și de Participant Implicit, CNTEE Transelectrica SA are sarcina comercială de a deconta energia tranzacționată între OPCOM SA, MAVIR și IBEX.

Astfel, în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale, CNTEE Transelectrica SA:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și PI și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU și PI, respectiv trecerea energiei de la o zonă de ofertare la alta prin intermediul liniilor de interconexiune, fiind limitată de capacitatea disponibilă de transfer a acestora.

Veniturile înregistrate din congestii sunt împărțite lunar între operatorii de transport și de sistem, iar diferențele de curs valutar se rețin sau se asigură, după caz, de către OTS.

La nivelul Companiei s-a aprobat ca tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale să nu influențeze conturile de venituri și cheltuieli, cu excepția veniturilor din managementul congestiilor pe liniile de interconexiune, a veniturilor/cheltuielilor cu diferențele de curs valutar și a cheltuielilor cu comisioanele bancare rezultate din decontarea tranzacțiilor realizate de Companie în calitate de agent de transfer.

Energia livrată pentru suport echilibrare OTS vecine în situații de urgență (“ajutoare de avarii”)

Având în vedere directivele și regulamentele europene, legislația națională și normele ENTSO-E, una din obligațiile Operatorului de Transport și de Sistem (OTS) este coordonarea acțiunilor și întrajutorarea între OTS vecini în scopul asigurării energiei electrice pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor electroenergetice în cazul unor situații de urgență.

În cadrul funcționării interconectate a sistemului energetic european, un mijloc operațional de sprijin reciproc al OTS este constituit de livrarea de energie de echilibrare către sistemele din interconexiune (vecine) aflate în situații de urgență definite de lipsa de rezerve și/sau surse suficiente pentru acoperirea consumului, conform prevederilor generale corespunzătoare din *Regulamentului (UE) 2017/1485 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice* și ale *Regulamentului (UE) 2017/2195 de stabilire a unor linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică*.

Punerea în aplicare a acestei posibilități se face în baza acordului operațional al zonei sincrone Europa Continentală („Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe - SAFA”), care detaliază prevederile din regulamente, respectiv alineatele e), f) și g) și de Art. B-12 din acest acord operațional. Astfel, Compania a semnat acorduri bilaterale în scopul asigurării energiei electrice de urgență cu OTS vecini din Ungaria, Bulgaria și Serbia în cursul anilor 2017 – 2019 și cu OTS vecini din Ucraina și Republica Moldova, în cursul anului 2022 (contracte bilaterale cu OTS din Ucraina și din Republica Moldova au fost semnate în regim de urgență, pe fondul situației conflictuale din Ucraina și a sincronizării celor două sisteme la Sistemul Energetic din Europa Continentală – 16.03.2022).

Pe baza contractelor bilaterale cu OTS vecini se poate furniza reciproc energie electrică în cazul unor avarii majore în structura de producție sau în rețeaua de transport (energie denumită în contract „Energie de Urgență”), pe principii comerciale. De asemenea, se poate acorda Energie de Urgență din sistemul energetic românesc către sistemul energetic ucrainean/ moldovenesc pentru a asigura (respecta) schimburile de energie programate dinspre Blocul de Control Ucraina – Republica Moldova către Zona Sincronă Europa Continentală, în cazul activării măsurilor prevăzute prin decizia Grupului Regional Europa Continentală (RG CE) din cadrul ENTSO-E care vizează reducerea fluxului fizic de energie electrică sau încetarea funcționării sincrone a Blocului de Control Ucraina – Republica Moldova cu Zona Sincronă a Europei Continentale.

2. BAZELE ÎNTOCMIRII

Declarație de conformitate

Situațiile financiare separate la 31 decembrie 2025 (“situații financiare”) au fost întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016.

Situațiile financiare sunt disponibile la sediul social al CNTEE Transelectrica SA situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București și pe website-ul Companiei.

Situațiile financiare separate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025 au fost auditate de auditorul financiar al Companiei – Deloitte Audit SRL.

Exercițiul financiar corespunde anului calendaristic.

Continuitatea activității

Prezentele situații financiare au fost întocmite în baza principiului continuității activității. În efectuarea acestei judecăți, managementul ia în considerare performanța curentă și accesul la resurse financiare având în vedere importanța strategică și poziția de monopol natural de interes național deținută de Companie în cadrul sistemului energetic național.

Bazele evaluării

Situațiile financiare sunt întocmite la cost istoric, cu excepția imobilizărilor corporale, altele decât imobilizările corporale în curs, ce sunt evaluate la valoare reevaluată, în timp ce datoriile aferente aranjamentelor de plată pe bază de acțiuni cu decontare în numerar sunt evaluate la valoarea justă.

Moneda funcțională și de prezentare

Situațiile financiare sunt prezentate în LEI Românești (“LEI” sau “RON”) conform reglementărilor contabile aplicabile, aceasta fiind și moneda funcțională a Companiei.

Utilizarea de estimări și judecăți

Pregătirea situațiilor financiare în conformitate cu IFRS UE presupune din partea conducerii utilizarea unor raționamente profesionale, estimări și ipoteze ce afectează aplicarea politicilor contabile, precum și valoarea recunoscută a activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor, ipoteze privind valoarea justă (a se vedea Nota 4), privind angajamente și contingente (a se vedea Nota 28), privind recunoașterea fondurilor nerambursabile de primit (a se vedea Nota 13 - Venituri în vans), privind ajustările pentru pierderi de valoare ale creanțelor (a se vedea Nota 10) și privind obligațiile aferente planurilor de beneficii determinate (Nota 15).

Rezultatele efective pot fi diferite de valorile estimate. Estimările și ipotezele sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor contabile sunt recunoscute în perioada în care estimările sunt revizuite, cât și în perioadele viitoare afectate.

Informațiile cu privire la ipotezele și estimările care implică incertitudini semnificative sunt incluse în următoarele note:

- Nota 13 - estimarea conducerii Companiei cu privire la faptul că există o asigurare rezonabilă că vor fi îndeplinite condițiile atașate fondurilor nerambursabile și că fondurile vor fi primite;
- Nota 15 - evaluarea obligațiilor aferente planurilor de beneficii determinate;
- Nota 28 - recunoașterea și evaluarea provizioanelor, angajamentelor și contingentelor; ipoteze cheie privind probabilitatea și amplexarea unei ieșiri de resurse.

Informații cu privire la raționamentele politicii contabile în ceea ce privește acordurile de concesiune a serviciilor sunt prezentate în următoarele paragrafe.

Compania (concesionar) a încheiat în 2004 un contract de concesiune pe o durată de 49 ani, cu Ministerul Economiei (concedent) potrivit căruia Compania are dreptul de a utiliza active de patrimoniu public ce includ rețeaua electrică de transport a energiei electrice și terenurile pe care aceasta este amplasată, în schimbul furnizării serviciului de transport a energiei electrice (vezi Nota 3 - b).

Dat fiind faptul că, majoritatea acțiunilor Companiei sunt deținute de către Stat, conducerea Companiei consideră că aceasta este o companie publică și de aceea nu intră sub prevederile IFRIC 12 “Acorduri de concesiune a serviciilor”.

Având în vedere că nu există alt standard internațional de raportare financiară specific pentru acordurile de concesiune a serviciilor, Compania a considerat dacă va aplica totuși IFRIC 12, pe baza ierarhiei menționate în SIC 8 “Politici contabile, modificări ale estimărilor contabile și erori”, care prevede că mai întâi să se aibă în vedere prevederile altor IFRS-uri ce tratează aspecte similare.

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Astfel, în analiza aplicării IFRIC 12, Compania a considerat dacă următoarele caracteristici ale acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat sunt aplicabile contractului de concesiune încheiat cu ME, la data la care IFRIC 12 trebuie adoptat:

- concedentul controlează sau reglementează tipul de servicii pe care concesionarul trebuie să le presteze în cadrul infrastructurii, cui trebuie să le presteze și la ce preț;
- concedentul controlează - prin dreptul de proprietate, dreptul de beneficiu sau în alt mod - orice interes rezidual semnificativ în infrastructură la sfârșitul termenului acordului: 49 ani;
- prevederile contractuale ar include aceleași prevederi, dacă acordul ar fi fost încheiat cu o companie privată.

Din analiza caracteristicilor acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat, se constată următoarele:

- serviciile prestate de Companie sunt reglementate de ANRE, prin urmare, Concedentul (Ministerul Economiei) nu controlează și nu reglementează tipul de servicii pe care Compania trebuie să le presteze;
- la sfârșitul perioadei contractuale, interesul rezidual în infrastructură este aproximativ zero, majoritatea bunurilor aparținând domeniului public al statului fiind complet amortizate;
- în prezent, nu există contracte similare, Compania având poziție de monopol pentru transportul energiei electrice.

Compania a concluzionat faptul că o contabilizare a contractului de concesiune potrivit prevederilor IFRIC 12 nu va reflecta substanța economică a tranzacției, deoarece Compania achită o taxa anuală sub formă de redevență pentru utilizarea activelor menționate în contractul de concesiune în valoare de 4/1000 din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice, prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului, taxă ce este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Compania ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă contractul de concesiune nu ar fi fost semnat.

Drept urmare, IFRIC 12 nu este aplicabil, iar Compania a aplicat politicile contabile așa cum sunt descrise în Nota 3, punctele a) și b).

3. POLITICI CONTABILE

Politicile contabile detaliate mai jos au fost aplicate în mod consecvent pentru toate perioadele prezentate în aceste situații financiare, cu excepția aspectelor prezentate în Nota 3 litera (ab) care prezintă modificările în politicile contabile.

(a) Imobilizări corporale

Active proprii

Imobilizările corporale, cu excepția imobilizărilor corporale în curs de execuție, sunt prezentate la valoare reevaluată, mai puțin amortizarea cumulată și pierderile cumulate din depreciere. Imobilizările corporale în curs de execuție sunt prezentate la cost. Costul activelor construite în regie proprie include costul materialelor, al salariilor directe, estimarea inițială, unde este cazul, a costurilor de demontare și de mutare a elementelor și restaurarea amplasamentului, și o cotă parte a cheltuielilor indirecte.

Recunoaștere

Imobilizările corporale sunt evaluate inițial la cost.

Costul include cheltuielile direct atribuibile achiziției activului. Costul activelor construite de entitate include:

- costul materialelor și cheltuielile directe cu personalul;
- alte costuri direct atribuibile aducerii activelor la locul și starea necesară/stadiul necesar utilizării preconizate;
- costurile îndatorării capitalizate.

Pentru imobilizările corporale neutilizate sau uzate se înregistrează ajustări de depreciere.

Subvențiile guvernamentale obținute pentru investiții aferente domeniului public sunt recunoscute prin contul contabil 1026 - *Patrimoniul public*, cont de capitaluri proprii, concomitent cu promovarea Hotărârii de Guvern de actualizare a domeniului public.

Mijloacele fixe rezultate din investițiile aferente domeniului public obținute din subvențiile guvernamentale nu se amortizează, având în vedere predarea acestora către patrimoniul public. Acestea nu îndeplinesc condițiile de recunoaștere a amortizării conform prevederilor din Contractul de concesiune nr. 1/2004, nu reprezintă investiții sau cheltuieli suportate de Companie.

În acest sens, Compania transmite anual Ministerului Economiei, în calitate de concedent și titular al dreptului de administrare a bunurilor ce fac obiectul contractului de concesiune, propunerile de transfer a mijloacelor fixe către patrimoniul public. Conform legii, necesitatea și oportunitatea promovării proiectului de hotărâre a Guvernului aparțin titularului dreptului de administrare.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Cheltuielile ulterioare

Compania recunoaște în valoarea contabilă a unui element de imobilizări corporale costul înlocuirii unei părți a unui element de imobilizare dacă la momentul în care costul are loc este probabilă generarea către Companie de beneficii economice viitoare aferente elementului și costul elementului poate fi evaluat în mod credibil.

Toate celelalte costuri sunt recunoscute în contul de profit și pierdere atunci când acestea au loc.

Amortizarea

Imobilizările corporale sunt amortizate folosind metoda liniară, pe parcursul duratelor de viață ale acestora, după cum urmează:

	Durata normală de funcționare
	(ani)
Clădiri și instalații speciale	40-60
Utilaje și echipamente	15-40
Aparate de măsură și control	7-12
Vehicule	5-8
Alte imobilizări corporale	3-5

Terenurile nu se amortizează. Atunci când elementele unei imobilizări corporale au durate de viață diferite, acestea sunt înregistrate ca elemente separate (componențe majore) ale unui activ. Metodele de amortizare ale activelor, duratele de viață utile și valorile reziduale sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate, dacă este cazul.

Reevaluarea

Compania a ales drept politică contabilă modelul de reevaluare și aplică această politică fiecărei clase întregi de active corporale, cu excepția avansurilor și imobilizărilor corporale în curs de execuție care sunt evaluate la cost istoric.

Reevaluarea imobilizărilor corporale se efectuează periodic (termenul periodic se referă la orice perioadă de raportare la care managementul Transelectrica identifică indicii că valoarea activelor este semnificativ diferită față de valoarea de piață) la valoare justă. În acest sens, conducerea Transelectrica utilizează serviciile unor evaluatori autorizați pentru asemenea activitate.

La reevaluarea unui activ corporal amortizarea cumulată la data reevaluării este eliminată din valoarea contabilă brută a activului, valoarea netă fiind recalculată la valoarea reevaluată a activului.

În același timp atunci, când un activ corporal este reevaluat, întreaga clasă din care face parte acel element va fi reevaluată.

Când valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, creșterea va fi recunoscută în alte elemente ale rezultatului global și acumulată în capitalurile proprii la rubrica surplus din reevaluare. Cu toate acestea, creșterea va fi recunoscută în contul de profit sau pierdere în măsura în care compensează o scădere din reevaluare a aceluiași activ recunoscută anterior în contul de profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unui activ se diminuează ca urmare a unei reevaluări, scăderea va fi recunoscută în contul de profit sau pierdere. Cu toate acestea, scăderea va fi recunoscută în alte elemente ale rezultatului global în măsura oricărui sold creditor existent în surplusul din reevaluare aferent activului respectiv. Scăderea recunoscută în alte elemente ale rezultatului global reduce suma acumulată în capitaluri proprii de la rubrica surplus din reevaluare.

Politică Transelectrica este ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizărilor corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut. În acest caz, valoarea surplusului transferat ar fi diferența dintre amortizarea calculată pe baza valorii contabile reevaluate a activului și valoarea amortizării calculate pe baza costului inițial al activului. Transferurile din surplusul din reevaluare în rezultatul reportat nu se efectuează prin profit sau pierdere. Efectele în calculul impozitului pe profit, dacă există, care rezultă din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt recunoscute și prezentate în conformitate cu IAS 12 - *Impozitul pe profit*.

(b) Patrimoniul public

În conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, rețeaua electrică de transport al energiei electrice existente pe teritoriul României este proprietatea publică a statului pentru activele concesionate către Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., precum și pentru bunurile de retur conform contractului de concesiune și dispozițiilor legale.

Hotărârea de Guvern nr. 627/2000 stabilește în anexă nr. 8 inventarul bunurilor imobile care alcătuiesc domeniul public al statului, preluate în exploatare de către Companie începând cu 1 august 2000 și care se inventariază și se actualizează de câte ori este cazul, prin act legislativ (HG).

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și Legii nr. 219/1998, Ministerul Economiei și Comerțului (actualmente Ministerul Economiei, Digitalizării, Antreprenoriatului și Turismului) a concesionat în numele statului către Companie, rețeaua de transport (linii de înalta tensiune și stații electrice) și terenurile pe care aceasta este amplasată. Astfel, la data de 29 iunie 2004, a fost încheiat contractul de concesiune nr. 1 între Ministerul Economiei și Comerțului și Companie pentru toate imobilizările corporale din patrimoniul public în sold la 31 decembrie 2003 pe o durată de 49 ani.

Ca urmare a semnării contractului de concesiune cu Ministerul Economiei și Comerțului în numele Statului român, în data de 29 iunie 2004, natura relației dintre acesta și Companie s-a modificat și prin urmare, Compania a procedat la derecunoașterea activelor din patrimoniul public, inclusiv a rezervei patrimoniului public din cadrul capitalurilor proprii. Plățile aferente contractului de concesiune (redevență) sunt recunoscute ca și cheltuieli în contul de profit și pierdere de către Companie în timpul anului. Contabilizarea acestora se efectuează în conformitate cu IFRS 16, leasinguri, care menționează faptul că, în situația în care, plățile de leasing sunt variabile și reprezintă un procent din veniturile obținute din vânzări, datoria cu leasingul și drepturile de utilizare ale activelor pentru leasinguri sunt zero.

Contractul de concesiune nr. 1/2004 a fost publicat în Monitorul Oficial al României nr. 298 bis din 30 aprilie 2015. În cursul anilor 2005-2013, au fost încheiate șapte acte adiționale la contractul de concesiune.

Având în vedere prevederile Hotărârii Guvernului nr. 1009/2012 și Hotărârii Guvernului nr. 984/2012 prin care a fost aprobată modificarea Anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului concesionate Companiei, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2012 și a reevaluării/evaluării acestor bunuri, la data 14.02.2013 a fost încheiat cu Ministerul Economiei actul adițional nr. 7 la Contractul de Concesiune nr. 1/29.06.2004.

Prin Hotărârea Guvernului nr. 1032 din 11 decembrie 2013, publicată în Monitorul Oficial nr. 22 din 13 ianuarie 2014, au fost aprobate modificarea și completarea anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2012.

Prin Hotărârea de Guvern nr. 615 din 05 septembrie 2019, publicată în Monitorul Oficial nr. 730 bis 2019, a fost aprobată modificarea și completarea anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2017 pentru perioada 2013-2017, dar până la acest moment nu a fost încheiat actul nr. 8 la Contractul de concesiune nr. 1/2004.

Principalii termeni ai contractului de concesiune sunt următorii:

- ✓ Obiectul contractului de concesiune îl constituie exploatarea rețelei electrice de transport al energiei electrice – RET și a terenurilor pe care aceasta este amplasată;
- ✓ Compania are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani, de la 1 iunie 2004 până la 31 mai 2053;
- ✓ Taxa anuală plătită de Companie sub formă de redevență pentru utilizarea acestor active este stabilită de ME și reprezintă 1/1000 din veniturile realizate din activitatea de transport al energiei electrice, pentru cantitatea efectiv transportată;
- ✓ Activele vor fi preluate de către ME la terminarea sau expirarea contractului; contractul poate fi denunțat unilateral de către oricare dintre părți;
- ✓ Compania are obligația să utilizeze activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și cu licență de funcționare.

Începând cu 12 noiembrie 2020, a fost modificată și completată Legea energiei electrice nr. 123/2012, care la art. 19, alin. (1[^]1) prevede: *"redevența anuală aferentă concesiunii din domeniul transportului energiei electrice este de 0,4% din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit ale energiei electrice și este plătită de operatorul de transport și de sistem în calitate de concesionar"*.

Taxa plătită de Companie conform contractului de concesiune și a Legii energiei electrice nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, pentru perioada 1 ianuarie – 31 decembrie 2024 este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Compania ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă acest contract nu ar fi existat. Cu toate acestea, Compania nu a înregistrat în situațiile financiare nicio sumă referitoare la acest posibil beneficiu deoarece nu poate estima care este suma plătită pentru utilizarea acestor active de către o terță parte într-o tranzacție cu preț determinat obiectiv.

Investițiile efectuate de Companie din surse proprii de finanțare la activele ce fac obiectul contractului de concesiune sunt capitalizate și se amortizează pe durata rămasă de viață a activelor. După recuperarea amortizării investiției, acestea vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului, potrivit prevederilor legale în vigoare, în baza unui act normativ adoptat în acest sens.

(c) Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale achiziționate de Companie sunt prezentate la cost mai puțin amortizarea cumulată și pierderile cumulate din deprecierea imobilizărilor necorporale. Amortizarea este recunoscută în contul de profit și pierdere pe baza metodei liniare pe perioada de viață estimată a imobilizărilor necorporale. Majoritatea imobilizărilor necorporale înregistrate de către Companie este reprezentată de imobilizări necorporale în curs de execuție și programe informatice dedicate. Acestea sunt amortizate liniar pe o perioadă de 3 ani.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Metodele de amortizare ale activelor și duratele de viață utile sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate dacă este cazul.

Cheltuielile ulterioare

Cheltuielile ulterioare sunt capitalizate numai dacă este probabilă generarea către Companie de beneficii economice viitoare aferente cheltuielilor ulterioare.

(d) Tranzacții în valută

Tranzacțiile în valută se exprimă în LEI prin aplicarea cursului de schimb de la data tranzacției. Activele și pasivele monetare exprimate în valută la sfârșit de an sunt exprimate în LEI la cursul de schimb de la acea dată. Câștigurile și pierderile din diferențele de curs valutar, realizate sau nerealizate, sunt înregistrate în contul de profit și pierdere al exercițiului financiar respectiv.

Ratele de schimb la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 sunt, după cum urmează:

Moneda	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
1 EUR	5,0985	4,9741
1 USD	4,3417	4,7768

Activele și datoriile nemonetare exprimate într-o monedă străină sunt evaluate la valoarea justă, la cursul de schimb valutar de la data la care a fost efectuată tranzacția.

(e) Creanțe

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial la valoarea facturată iar ulterior evaluate la costul amortizat pe baza metodei dobânzii efective, mai puține ajustări pentru depreciere.

Ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale cuprind ajustările pentru creanțele în litigiu și ajustările constituite prin aplicarea modelului simplificat de analiza prevăzută de IFRS 9 - *Instrumente financiare*. Societatea aplică abordarea simplificată a IFRS 9 pentru măsurarea pierderilor de credit preconizate, care vizează o reducere a pierderilor preconizate (ECL) pe durata de viață pentru toate creanțele comerciale. Pentru a măsura pierderile de credit preconizate, creanțele comerciale sunt grupate pe baza caracteristicilor comune de risc de credit și a zilelor de întârziere.

Ratele de pierdere preconizate se bazează pe profilurile de plată ale vânzărilor pe o perioadă de 36 de luni înainte de 31 decembrie 2025, respectiv 1 ianuarie 2025, și pe pierderile de credit istorice corespunzătoare înregistrate în această perioadă. Ratele istorice ale pierderilor sunt ajustate pentru a reflecta informațiile actuale și viitoare privind factorii macroeconomici care afectează capacitatea clienților de a deconta creanțele.

Creanțele comerciale sunt anulate atunci când nu există nici o așteptare rezonabilă de recuperare. Indicatorii care arată că nu există nici o așteptare rezonabilă de recuperare includ, printre altele, faptul că un debitor nu se angajează într-un plan de rambursare și că nu efectuează plățile contractuale pentru o perioadă mai mare de 180 de zile de întârziere. Pierderile din deprecierea creanțelor comerciale sunt prezentate ca pierderi nete din depreciere în cadrul profitului din exploatare. Recuperările ulterioare ale sumelor anulate anterior sunt creditate la același post.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor – pentru creanțele comerciale se adoptă o abordare simplificată în care pierderile din depreciere sunt recunoscute pe baza pierderilor de credit preconizate pe durata de viață la fiecare dată de raportare. Dacă există asigurări de credit sau garanții pentru soldurile restante, calculul pierderilor preconizate din creanțe se bazează pe probabilitatea de nerambursare aferentă asiguratorului pentru partea asigurată a soldului restant iar suma rămasă neacoperită va avea probabilitatea de nerambursare a contrapartidei. Pentru creanțele comerciale, se utilizează modelul simplificat reglementat de IFRS 9, prezentat în Nota 10.

(f) Stocuri

Stocurile sunt alcătuite din:

- materii prime, materiale, piese de schimb ce nu îndeplinesc definiția imobilizărilor corporale și alte materiale consumabile ce urmează a fi folosite în cadrul desfășurării activității de bază a Companiei;
- stocuri de securitate și intervenție destinate remedierii rapide a defecțiunilor apărute la instalațiile RET în scopul asigurării funcționării în condiții de siguranță a SEN. Aceste materiale sunt înregistrate ca stocuri în momentul achiziției și sunt trecute pe cheltuieli în momentul consumului sau sunt capitalizate, după caz.

Stocurile sunt evaluate la cea mai mică valoare dintre cost și valoarea realizabilă netă. Costul stocurilor consumate este determinat pe baza metodei FIFO și include cheltuielile cu achiziția. Valoarea realizabilă netă este prețul de vânzare estimat în cursul normal al activității minus costurile estimate pentru finalizare, dacă este cazul, și cheltuielile ocazionate de vânzare.

Politica Companiei este de a înregistra o pierdere de valoare de 100% pentru stocurile mai vechi de 365 de zile și care nu vor mai fi folosite în viitor, cu excepția stocurilor de securitate și intervenție.

(g) Numerar și echivalente de numerar

Numerarul și echivalentele de numerar includ casa, conturile curente și depozitele bancare cu o maturitate inițială de până la 3 luni care sunt supuse unui risc nesemnificativ de schimbare a valorii juste.

(h) Rezervele din reevaluare

După recunoașterea ca activ, un element de imobilizări corporale a cărei valoare justă poate fi evaluată în mod fiabil este contabilizat la o valoare reevaluată, aceasta fiind valoarea sa justă la data reevaluării mai puțin orice amortizare acumulată ulterior și orice pierderi acumulate din depreciere. Reevaluările se fac cu suficientă regularitate pentru a se asigura că valoarea contabilă nu diferă semnificativ de ceea ce s-ar fi determinat prin utilizarea valorii juste la data bilanțului.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, această majorare este înregistrată direct în capitalurile proprii în rezervele din reevaluare. Cu toate acestea, majorarea este recunoscută în contul de profit sau pierdere în măsura în care aceasta compensează o descreștere din reevaluarea aceluiași activ recunoscut anterior în contul de profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unei imobilizări corporale este diminuată ca urmare a unei reevaluări, această diminuare este recunoscută în contul de profit sau pierdere. Cu toate acestea, diminuarea se efectuează prin reducerea rezervelor din reevaluare, în măsura în care există sold creditor în surplusul din reevaluare pentru acea imobilizare corporală.

Rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut.

Începând cu data de 1 mai 2009, rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004, care sunt deduse la calculul profitului impozabil prin intermediul amortizării fiscale sau al cheltuielilor privind activele cedate și/sau casate, se impozitează concomitent cu deducerea amortizării fiscale, respectiv la momentul scăderii din gestiune a acestor mijloace fixe, după caz.

Compania a înregistrat impozit amânat pentru datoria privind rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004.

Rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale, inclusiv a terenurilor, efectuată până la data de 31 decembrie 2003, precum și porțiunea reevaluării efectuată după data de 1 ianuarie 2004 și aferentă perioadei de până la 30 aprilie 2009 nu vor fi impozitate în momentul transferului în rezultatul reportat.

Compania nu a înregistrat impozit amânat pentru datoria privind rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată până la data de 31 decembrie 2003.

Rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii Companiei, inclusiv la folosirea acesteia pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, de rezerve aferente evaluărilor efectuate după 1 ianuarie 2004 în rezultatul reportat, care sunt impozitate concomitent cu deducerea amortizării fiscale.

(i) Deprecierea activelor nefinanciare

Valorile contabile ale activelor nefinanciare ale Companiei, altele decât stocurile și creanțele privind impozitul amânat, sunt revizuite la fiecare dată de raportare pentru a determina dacă există dovezi cu privire la existența unei deprecieri. O pierdere din depreciere este recunoscută dacă valoarea contabilă a unui activ sau a unei unități generatoare de numerar depășește valoarea recuperabilă estimată.

Valoarea recuperabilă a unui activ sau a unei unități generatoare de numerar este maximul dintre valoarea de utilizare și valoarea justă minus costurile de vânzare. La determinarea valorii de utilizare, fluxurile de numerar viitoare preconizate sunt actualizate pentru a determina valoarea prezentă, utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente ale pieței cu privire la valoarea în timp a banilor și riscurile specifice activului.

Pentru testarea deprecierii, activele care nu pot fi testate individual sunt grupate la nivelul celui mai mic grup de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă și care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar generate de alte active sau grupuri de active („unitate generatoare de numerar”).

Pierderile din depreciere sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere. Pierderile din depreciere recunoscute în legătură cu unitățile generatoare de numerar sunt alocate cu prioritate pentru reducerea valorii contabile a fondului comercial alocat unităților generatoare de numerar (grupului de unități generatoare de numerar), dacă este cazul, și apoi pro-rata pentru reducerea valorii contabile a celorlalte active din cadrul unității generatoare de numerar (grupului de unități generatoare de numerar).

O pierdere din depreciere a fondului comercial nu este reluată. Pentru celelalte active pierderea din depreciere este reluată numai în măsura în care valoarea contabilă a activului nu depășește valoarea contabilă care ar fi putut fi determinată, netă de amortizare, dacă nu ar fi fost recunoscută nicio depreciere.

(j) Capital social

Acțiunile ordinare sunt clasificate ca parte a capitalurilor proprii. Costurile suplimentare direct atribuibile emisiunii acțiunilor ordinare și opțiunilor pe acțiuni sunt recunoscute ca o reducere a capitalurilor proprii la valoarea netă de efectele fiscale.

(k) Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca datorie atunci când este stabilit dreptul acționarului de a primi plata.

(l) Datorii comerciale și alte datorii

Datoriile către furnizori și alte datorii sunt înregistrate la costul amortizat și, includ contravaloarea facturilor emise de furnizorii de produse, lucrări executate și servicii prestate.

(m) Împrumuturile purtătoare de dobândă

Împrumuturile sunt recunoscute inițial la valoarea justă, netă de costurile de tranzacționare. Ulterior recunoașterii inițiale, împrumuturile sunt înregistrate la costul amortizat, orice diferență între cost și valoarea de rambursare fiind recunoscută în contul de profit și pierdere pe perioada împrumutului în baza unei rate de dobândă efectivă.

(n) Recunoașterea și derecunoașterea instrumentelor financiare nederivate

Standardul IFRS 9 "Instrumente financiare" se bazează pe teoria conform căreia activele financiare trebuie clasificate și evaluate la valoarea justă, cu modificările valorii juste recunoscute în contul de profit și pierdere în momentul în care apar ("FVPL"), cu excepția cazului în care sunt îndeplinite criteriile restrictive pentru clasificarea și evaluarea activului la costul amortizat sau la valoarea justă prin alte componente ale rezultatului global ("FVOCI").

i) Recunoaștere

Compania recunoaște un activ financiar în bilanț atunci și numai atunci când acesta devine parte din prevederile contractuale ale instrumentului. Activele și datoriile financiare sunt măsurate la momentul recunoașterii inițiale la valoare justă.

ii) Clasificarea activelor financiare

Compania clasifică activele financiare drept evaluate ulterior la costul amortizat, la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global sau la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere pe baza criteriilor de mai jos:

- modelul de afaceri al Tranelectrica pentru administrarea activelor financiare și
- caracteristicile fluxului de trezorerie contractual al activului financiar.

Din punct de vedere al evaluării unui activ financiar după recunoașterea inițială, IFRS 9 "Instrumente financiare - recunoaștere și evaluare", clasifică activele financiare în următoarele categorii:

- **Cost amortizat**

Un activ financiar este evaluat la costul amortizat dacă sunt îndeplinite ambele condiții de mai jos:

- activul financiar este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv este de a deține active financiare în vederea colectării de fluxuri de trezorerie contractuale și
- termenii contractuali ai activului financiar dau naștere, la anumite date, la fluxuri de trezorerie care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

Compania deține la 31 decembrie 2025 active financiare evaluate la cost amortizat.

- **Valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global**

Un activ financiar este evaluat la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global dacă sunt îndeplinite ambele condiții de mai jos:

- activul financiar este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv se realizează prin colectarea fluxurilor de trezorerie contractuale și vânzarea activelor financiare și
- termenii contractuali ai activului financiar dau naștere, la anumite date, la fluxuri de trezorerie care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

- **Valoarea justă prin contul de profit și pierdere**

Un activ financiar este evaluat la valoarea justă prin profit sau pierdere, cu excepția cazului în care acesta este evaluat la costul amortizat sau la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global.

iii) Evaluare

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Atunci când un activ financiar este recunoscut inițial, Grupul trebuie să îl evalueze la valoarea sa justă plus, în cazul unui activ financiar care nu este la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere, costurile tranzacției care pot fi atribuite direct achiziției sau emiterii activului financiar.

iv) *Identificarea și evaluarea deprecierii de valoare pentru activele financiare*

Transelectrica aplică metoda simplificată de măsurare a pierderilor de credit așteptate, prevăzută de IFRS 9, pentru evaluarea creanțelor comerciale. IFRS 9 permite entităților să aplice o „abordare simplificată” pentru creanțele comerciale, activele contractuale și creanțele de leasing. Abordarea simplificată permite entităților să recunoască pierderile așteptate pe durata de viață a tuturor acestor active fără a fi nevoie să identifice creșteri semnificative ale riscului de credit.

v) *Derecunoaștere*

Un activ financiar este derecunoscut atunci când:

- drepturile contractuale asupra fluxurilor de trezorerie decurgând din activele financiare au expirat;
- grupul reține drepturile contractuale de a primi fluxurile de trezorerie din activul financiar, dar își asumă o obligație contractuală de a le plăti unei terțe părți fără întârzieri semnificative, în cadrul unui aranjament de intermediere; sau
- grupul a transferat drepturile sale de a primi fluxuri de trezorerie, și ori a) a transferat în mod substanțial toate riscurile și beneficiile asociate activului financiar, ori b) nu a transferat în mod substanțial toate riscurile și beneficiile asociate activului financiar, dar a transferat controlul asupra activului financiar.

Compania derecunoaște o datorie financiară (sau o parte a unei datorii financiare) din situația poziției financiare atunci când obligația specificată în contract este stinsă, anulată sau expiră.

vi) *Compensări*

Transelectrica compensează un activ financiar și o datorie financiară, iar valoarea netă este prezentată în situația poziției financiare atunci când:

- în mod curent are dreptul legal de a compensa valorile recunoscute; și
- intenționează fie să le deconteze pe o bază netă, fie să valorifice activul și să deconteze datoria în mod simultan.

Compensarea unui activ financiar recunoscut și a unei datorii financiare recunoscute, cât și prezentarea valorii nete, diferă de derecunoașterea unui activ financiar sau a unei datorii financiare.

(o) **Impozitul pe profit**

Cheltuiala cu impozitul pe profit cuprinde impozitul curent, impozitul amânat și impozitul minim global – Pillar Two. Impozitul curent, impozitul amânat și impozitul minim global sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere cu excepția cazului în care acestea sunt aferente combinărilor de întreprinderi sau unor elemente recunoscute direct în capitalurile proprii sau în alte elemente ale rezultatului global.

(i) **Impozit curent**

Impozitul curent reprezintă impozitul care se așteaptă să fie plătit sau primit pentru profitul sau pierderea fiscală realizată în anul curent, utilizând cote de impozitare adoptate sau în mare măsură adoptate la data raportării, precum și orice ajustare privind obligațiile de plată a impozitului pe profit aferente anilor precedenți.

(ii) **Impozit amânat**

Impozitul amânat este recunoscut pentru diferențele temporare ce apar între valoarea contabilă a activelor și datoriilor utilizată în scopul raportărilor financiare și baza fiscală utilizată pentru calculul impozitului.

O datorie privind impozitul amânat trebuie recunoscută pentru toate diferențele temporare impozabile, cu excepția cazului în care datoria amânată provine din:

- recunoașterea inițială a fondului comercial; sau
- recunoașterea inițială a unui activ sau a unei datorii într-o tranzacție care:
 - nu este o combinație de întreprinderi;
 - la momentul tranzacției, nu afectează nici profitul contabil, nici profitul impozabil (pierderea fiscală);
 - la momentul tranzacției, nu dă naștere unor diferențe temporare impozabile și deductibile egale.

Compania recunoaște o datorie privind impozitul amânat pentru toate diferențele temporare impozabile asociate cu investițiile în filiale, sucursale și asociați, precum și cu interesele în aranjamente comune, cu excepția cazului în care sunt îndeplinite ambele condiții:

- ✓ Compania, investitorul, asociatul în participațiune sau operatorul în participațiune este capabil să controleze momentul inversării diferenței temporare; și
- ✓ este probabil ca diferența temporară să nu se inverseze în viitorul previzibil.

O creanță privind impozitul amânat trebuie recunoscută pentru toate diferențele temporare deductibile în măsura în care este

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

probabil să existe un profit impozabil disponibil pentru care diferența temporară deductibilă poate fi utilizată, cu excepția cazului în care activul fiscal amânat provine din recunoașterea inițială a unui activ sau a unei datorii într-o tranzacție care:

- nu este o combinație de întreprinderi;
- la momentul tranzacției, nu afectează nici profitul contabil, nici profitul impozabil (pierderea fiscală); și
- la momentul tranzacției, nu dă naștere unor diferențe temporare impozabile și deductibile egale.

Compania recunoaște o creanță cu impozitul amânat pentru toate diferențele temporare deductibile care decurg din investiții în filiale, sucursale și entități asociate, precum și din participații în aranjamente comune, în măsura în care și numai în măsura în care este probabil ca:

- ✓ diferența temporară să se inverseze în viitorul previzibil; și
- ✓ profitul impozabil va fi disponibil pentru care diferența temporară poate fi utilizată.

Evaluarea impozitului amânat reflectă consecința fiscală care ar decurge din modul în care Compania se așteaptă, la sfârșitul perioadei de raportare, să recupereze sau să deconteze valoarea contabilă a activelor și a datoriilor sale.

Impozitul amânat este calculat pe baza cotelor de impozitare care se preconizează că vor fi aplicabile diferențelor temporare la reluarea acestora, în baza legislației adoptate sau în mare măsură adoptate la data raportării.

Datoriile privind impozitul amânat sunt reprezentate de valorile impozitului pe profit, plătibile în perioadele contabile viitoare cu privire la diferențele temporare impozabile.

Creanțele privind impozitul amânat sunt reprezentate de valorile impozitului pe profit, recuperabile în perioadele viitoare, cu privire la:

- diferențe temporare deductibile;
- reportarea pierderilor fiscale neutilizate; și
- reportarea creditelor fiscale neutilizate.

Acestea sunt revizuite la fiecare dată de raportare și sunt diminuate în măsura în care nu mai este probabilă realizarea beneficiului fiscal aferent.

Creanțele și datoriile cu impozitul amânat sunt compensate numai dacă există dreptul legal de a compensa datoriile și creanțele cu impozitul curent și dacă acestea sunt aferente impozitelor percepute de aceeași autoritate fiscală pentru aceeași entitate supusă taxării sau pentru entități fiscale diferite, dar care intenționează să deconteze creanțele și datoriile cu impozitul curent pe baza netă sau ale căror active și datorii din impozitare vor fi realizate simultan.

Transelectrica determină activele și datoriile privind impozitul amânat folosind metoda datoriei situației poziției financiare în conformitate cu IAS 12 pentru toate diferențele temporare dintre bazele impozabile contabile și fiscale ale activelor și datoriilor recunoscute în situațiile financiare în conformitate cu IFRS și în situațiile fiscale ale Transelectrica. În plus, avantajul fiscal din pierderile reportate existente care sunt susceptibile a fi realizate este de asemenea inclus în calcul.

(iii) *Impozitul minim global – Pillar Two*

Impozitul minim global reprezintă un impozit suplimentar calculat la nivelul Grupului în cadrul unei jurisdicții pentru care se obține o rată efectivă de impozitare sub 15% ("rata minimă de impozitare") aplicată la profitul net calificat. Acesta este calculat conform prevederilor Legii nr. 431/2023, *privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni*, pentru care s-au luat în calcul orientări suplimentare furnizate de Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE), ca sursă de ilustrare sau de interpretare, cu scopul asigurării aplicării coerente a legislației în vigoare.

În conformitate cu art. 53 din Legea nr. 431/2023, impozitul suplimentar național datorat de o societate-mamă finală se reduce la zero în primii cinci ani, începând cu prima zi a exercițiului financiar în care grupul național de mari dimensiuni intră pentru prima dată în domeniul de aplicare al prezentei legi.

(iv) *Expunerea în ceea ce privește impozitul pe profit*

Compania consideră impactul poziției taxelor incert și dacă taxe și dobânzi suplimentare pot fi datorate, la determinarea valorii impozitului curent, amânat și minim global. Această evaluare se bazează pe estimări și ipoteze și poate implica o serie de raționamente profesionale cu privire la evenimente viitoare. Informații noi pot deveni disponibile care pot determina Compania să modifice raționamentele sale profesionale în ceea ce privește caracterul adecvat al obligațiilor fiscale existente; astfel de modificări ale obligațiilor fiscale pot avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care o astfel de determinare are loc.

(p) **Beneficiile angajaților**

Alte beneficii ale angajaților pe termen lung

Obligația netă a Companiei în ceea ce privește beneficiile pe termen lung acordate salariaților, alta decât planurile de pensii, este valoarea beneficiilor viitoare pe care salariații le-au câștigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă și în cea

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

anterioară. Acest beneficiu este actualizat pentru a determina valoarea justă a acestuia, iar valoarea justă a oricărui activ aferent este dedusă. Aceste beneficii sunt estimate utilizând metoda factorului de credit proiectat. Orice câștiguri sau pierderi actuariale sunt recunoscute în alte elemente ale rezultatului global în perioada în care apar, cu excepția primelor jubiliare care se recunosc în contul de profit și pierdere..

Beneficii ale angajaților pe termen scurt

Obligațiile privind beneficiile pe termen scurt evaluate pe o bază neactualizată și sunt recunoscute ca și cheltuieli pe măsură ce serviciile sunt prestate. Un provizion este recunoscut la valoarea estimată a fi plătită pentru beneficiile pe termen scurt sub formă de prime sau participarea salariaților la profit, numai în cazul în care Compania are o obligație prezentă, legală sau implicită de a achita această sumă pentru serviciile trecute prestate de angajați, iar această obligație poate fi estimată. Beneficiile angajaților pe termen scurt sunt reprezentate în principal de salarii.

În cursul normal al activității, Compania face plăți în numele angajaților săi către fondul de pensii. Toți angajații Companiei sunt membri ai planului de pensii al Statului Român. Aceste plăți sunt trecute pe cheltuială pe măsura prestării serviciilor de către angajați.

(q) Venituri

Venitul este recunoscut atunci când Transelectrica îndeplinește o obligație de executare prin transferul unui bun sau al unui serviciu prestat către un client. Un activ este transferat atunci când (sau pe măsură ce) clientul obține controlul asupra acelui activ.

Veniturile din contractele cu clienții sunt recunoscute atunci când, sau pe măsură ce, Compania transferă bunurile sau prestează serviciile către client, respectiv, clientul obține controlul asupra acestora.

Transelectrica contabilizează un contract cu un client doar dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

- părțile au aprobat contractul și sunt de acord să își onoreze obligațiile,
- Transelectrica poate identifica drepturile fiecărei părți cu privire la bunurile și serviciile transferate,
- Transelectrica poate identifica termenii de plată privind bunurile și serviciile transferate,
- contractul are substanță comercială (adică modifică riscul, momentul apariției și suma fluxurilor viitoare de trezorerie ale entității
- este probabil ca entitatea să colecteze contraprestația la care este îndreptățită în schimbul bunurilor și serviciilor transferate clientului. Aceasta presupune evaluarea abilității și intenției clientului de a plăti contraprestația atunci când aceasta este datorată.

Veniturile constau, în principal, în venituri din serviciul de transport, din serviciul de sistem și din piața de echilibrare calculate în funcție de volumul energiei livrată consumatorilor. Tarifele de transport și de servicii de sistem sunt reglementate de către ANRE. Veniturile includ, de asemenea, valoarea tranzacțiilor desfășurate pe piața de echilibrare, după cum este descris în Nota 1.

Statul român, prin ANRE, reglementează tarifele percepute de Companie pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de operator de sistem. Statul român îndeplinește mai multe roluri în afara de cel de acționar majoritar și, ca urmare ar putea avea obiective și scopuri mai cuprinzătoare decât un investitor al cărui principal interes este randamentul investiției.

După cum este menționat în Nota 1, Compania este și administratorul schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Compania acționează în calitate de agent întrucât este implicată în colectarea și distribuirea banilor.

De asemenea, Compania și OPCOM SA sunt implicate în mecanismul de cuplare prin preț a piețelor regionale în baza Ordinului ANRE nr. 82/2014 (vezi Nota 1).

Astfel, în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale, CNTEE Transelectrica SA:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și PI și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU și PI, respectiv trecerea energiei de la o zonă de ofertare la alta prin intermediul liniilor de interconexiune, fiind limitată de capacitatea disponibilă de transfer a acestora.

Tarifele de racordare

IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții" se aplică contractelor cu clienții în care Compania încasează disponibilități bănești (tariful de racordare) de la un client în vederea executării de lucrări noi (racord la un loc de producere sau de consum) sau de modificare a instalațiilor de racordare existente.

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prevede la art. 25 alin. (1) următoarele: "...*Racordarea la rețelele electrice de interes public și accesul la rețelele electrice de interes public reprezintă servicii obligatorii, în condiții reglementate, pe care trebuie să le îndeplinească operatorul de transport și de sistem, precum și operatorul de distribuție, inclusiv comunitățile de energie ale cetățenilor care gestionează rețelele de distribuție.*"

Tariful de racordare este un tarif reglementat care reprezintă cheltuiala efectuată de un operator de rețea pentru realizarea lucrărilor de racordare a unui loc de consum și/sau de producere al unui utilizator la rețeaua electrică.

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

În condițiile în care, conectarea unui client la rețeaua electrică de transport nu reprezintă o componentă separată a contractului de racordare, tarifele de racordare sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere în mod sistematic pe durata de viață utilă a activului.

Compania recunoaște disponibilitățile bănești încasate din tariful de racordare în creditul contului “Venituri în avans” în cadrul situației poziției financiare și ulterior recunoaște venitul în categoria “Alte venituri” în cadrul contului de profit și pierdere, în mod sistematic pe durata de viață utilă a activului.

(r) Costurile nete ale finanțării

Costurile nete ale finanțării includ dobânzile corespunzătoare împrumuturilor calculate folosind metoda ratei efective de dobândă, mai puțin costurile îndatorării capitalizate ca parte a costurilor activelor cu ciclul lung de fabricație, veniturile din dividende, diferențele de curs valutar favorabile și nefavorabile, onorariile și comisioanele de risc.

Veniturile din dobânzi sunt recunoscute în contul de profit și pierdere al anului în care apar, folosind metoda ratei efective de dobândă. Veniturile din dividende sunt recunoscute în contul de profit și pierdere la data la care dreptul Companiei de a primi dividende este recunoscut.

(s) Subvenții

Subvențiile aferente activelor sunt recunoscute inițial ca “venituri în avans” la valoarea justă atunci când există o asigurare rezonabilă că vor fi primite, iar Compania va respecta condițiile asociate subvențiilor, iar apoi subvențiile sunt recunoscute în contul de profit și pierdere ca alte venituri din exploatare pe parcursul duratei de viață utilă a activului la care se referă. Fondurile nerambursabile sunt recunoscute ca și active în momentul în care există o asigurare rezonabilă ca acestea vor fi primite prin îndeplinirea condițiilor aferente.

(t) Provizioane

Un provizion este recunoscut atunci, și numai atunci când sunt îndeplinite următoarele condiții:

- Compania are o obligație curentă (legală sau implicită) ca urmare a unui eveniment trecut;
- este probabil (adică, mai mult probabil decât improbabil) ca o ieșire de resurse reprezentând beneficii economice să fie necesară pentru decontarea obligației;
- când poate fi făcută o estimare corectă în ceea ce privește suma obligației.

Acolo unde efectul valorii în timp a banilor este semnificativ, valoarea unui provizion este valoarea prezentă a cheltuielilor ce se prevăd a fi necesare pentru decontarea obligației.

(u) Rezultatul pe acțiune

În conformitate cu SIC 33 “Rezultatul pe acțiune”, rezultatul pe acțiune este calculat prin împărțirea profitului sau pierderii atribuite acționarilor Companiei la media ponderată a acțiunilor ordinare ale perioadei.

Media ponderată a acțiunilor în circulație în timpul exercițiului reprezintă numărul de acțiuni de la începutul perioadei, ajustat cu numărul acțiunilor emise, înmulțit cu numărul de luni în care acțiunile s-au aflat în circulație în timpul exercițiului.

Diluarea este o reducere a rezultatului pe acțiune sau o creștere a pierderilor pe acțiune rezultate în ipoteza că instrumentele convertibile sunt convertite, sau că acțiuni ordinare sunt emise după îndeplinirea anumitor condiții specificate. Obiectul rezultatului pe acțiune diluat este similar cu acela al rezultatului pe acțiune de bază și anume, de a evalua interesul fiecărei acțiuni ordinare în cadrul performanței unei entități.

(v) Contingente

Datoriile contingente nu sunt recunoscute în situațiile financiare anexate. Acestea sunt prezentate în cazul în care ieșirea de resurse încorporând beneficii economice este posibilă și nu probabilă.

Un activ contingent nu este recunoscut în situațiile financiare anexate, ci este prezentat atunci când o intrare de beneficii economice este probabilă.

(w) Segmente operaționale

Un segment operațional este o componentă a unei entități:

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- care se angajează în activități din care poate obține venituri și de pe urma cărora poate suporta cheltuieli (inclusiv venituri și cheltuieli aferente tranzacțiilor cu alte componente ale aceleiași entități);
- ale cărei rezultate din activitate sunt revizuite periodic de către principalul factor decizional al entității în vederea luării de decizii cu privire la alocarea resurselor pe segment și a evaluării performanței acestuia; și
- pentru care sunt disponibile informații financiare distincte.

Compania își desfășoară operațiunile în mai multe locații din România, care sunt angajate atât în activitatea de transport, cât și în cea de dispecer. Conducerea Companiei consideră operațiunile în totalitatea lor ca “un singur segment”.

Segmentele operaționale sunt prezentate în manieră consecventă cu raportarea internă furnizată de către principalul factor decizional operațional al entității în vederea luării de decizii cu privire la alocarea resurselor pe segmente și a evaluării performanței acestuia.

(x) Leasing

Transelectrica, în calitate de locatar, recunoaște un activ cu drept de utilizare și o datorie de leasing corespunzătoare pentru contractele de leasing, cu scutiile permise. Un contract de leasing este dobândirea unui drept de utilizare a unui activ suport, cu prețul de cumpărare plătit în rate. Locatarul recunoaște activul cu drept de utilizare și datoria de leasing inițial la data începerii.

Excepțiile de la aplicarea IFRS 16 pot fi:

- contracte de leasing cu o durată de închiriere de 12 luni sau mai puțin și care nu conțin opțiuni de achiziție, și
- contracte de leasing unde activul suport are o valoare mică.

La data începerii, se măsoară datoria de leasing la o sumă egală cu valoarea actualizată a plăților de leasing pe durata leasingului care nu sunt plătite la acea dată.

Rata de actualizare pe care o folosește locatarul este rata dobânzii implicită în contractul de leasing, dacă această rată poate fi determinată cu ușurință. Locatarul folosește rata marginală de împrumut dacă rata dobânzii implicită în contract de leasing nu poate fi determinată cu ușurință.

Dreptul de utilizare al activului este ulterior evaluat la cost, minus amortizarea acumulată și orice pierderi din depreciere acumulate.

Compania aplică scutirea de la recunoașterea contractelor de leasing pe termen scurt pentru contractele sale de leasing pe termen scurt și valoare redusă. Plățile de leasing aferente sunt recunoscute drept cheltuieli în mod liniar pe durata contractului de leasing. Astfel, contractelor care nu îndeplinesc condițiile de recunoaștere în conformitate cu IFRS 16, sunt înregistrate direct în contul de profit și pierdere ca și cheltuieli cu redevențele, locațiile de gestiune și chiriile.

(y) Garanții

Garanțiile oferite de societate sub formă de depozite sau alte instrumente financiare constituite pentru garantarea unor obligații contractuale și cu scadență mai mare de 12 luni sunt recunoscute ca imobilizări financiare.

(z) Imobilizări financiare

Investițiile Companiei în asocieri în participație, entități asociate și în filialele care intră în perimetrul de consolidare se prezintă în bilanț la valoarea de intrare, mai puțin ajustările cumulate pentru pierdere de valoare, iar investițiile financiare în entități care nu intră în perimetrul de consolidare se prezintă la valoare justă.

(ab) Implicațiile noilor Standarde Internaționale de Raportare Financiară (IFRS UE)

- Următoarele standarde noi și amendamente la standardele existente emise de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) și adoptate de UE sunt în vigoare pentru perioada de raportare curentă:

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
Amendamente la IAS 21 „Lipsa convertibilității”, emise de IASB în 15 august 2023, cu aplicabilitate de la 1 ianuarie 2025	Amendamentele conțin îndrumări ca entitățile să menționeze atunci când o monedă este convertibilă și cum să determine cursul de schimb atunci când aceasta nu este convertibilă.	Adoptarea amendamentelor nu a avut impact semnificativ asupra situațiilor financiare individuale.

- Următoarele standarde noi și amendamente ale standardelor existente emise de Comitetul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) și adoptate de Uniunea Europeană (UE) ce nu au intrat încă în vigoare pentru perioada de raportare financiară anuală încheiată la 31 decembrie 2025 și nu au avut impact sau nu fost aplicate la

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

întocmirea prezentelor situații financiare: [IAS 8.31 (a)]

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
Amendamente la IFRS 9 și IFRS 7 , în vigoare de la 1 ianuarie 2026	Amendamente la clasificarea și evaluarea instrumentelor financiare. Contracte care fac referire la energia electrică dependentă de condițiile naturale.	Adoptarea acestor amendamente nu va avea un impact semnificativ asupra situațiilor financiare în viitor.
Amendamente la IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 și IAS 7 , în vigoare de la 1 ianuarie 2026	Îmbunătățiri anuale ale Standardelor de Contabilitate IFRS - Volumul 11	Adoptarea acestor amendamente nu va avea un impact semnificativ asupra situațiilor financiare în viitor.

- La data aprobării acestor situații financiare, următoarele standarde existente au fost emise de către IASB, dar nu au fost încă adoptate de către UE:

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
IFRS 18 Prezentare și informații de furnizat în situațiile financiare emis de IASB în 9 aprilie 2024 va înlocui IAS 1 Prezentarea situațiilor financiare	Standardul introduce trei seturi de cerințe noi pentru ca societățile să-și îmbunătățească raportarea performanței financiare și pentru a da investitorilor o bază mai bună de analizare și comparare a companiilor. Principalele modificări în noul standard față de IAS 1 se refera la: (a) introducerea de categorii (operațiuni de exploatare, de investiții, de finanțare, referitoare la impozitul pe profit și întrerupte) și de sub-totaluri definite în situația profitului sau a pierderii; (b) introducerea de cerințe pentru îmbunătățirea agregărilor și a dezagregărilor; (c) introducerea de informații privind Misurile de performanță stabilite de conducere (MPC-uri) în notele la situațiile financiare. Deși IFRS 18 nu afectează recunoașterea sau măsurarea elementelor din situațiile financiare, impactul său asupra modului de prezentare este semnificativ, în special în ceea ce privește situația performanței financiare și includerea măsurilor de performanță definite de către conducere în situațiile financiare	Societatea anticipează ca adoptarea acestor standarde contabile noi nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
Amendamente la IFRS 10 Situații financiare consolidate și IAS 28 Investiții în entități asociate și asocieri în participație - Vânzarea de sau contribuția cu active între un investitor și entitățile asociate sau asocierile în participație ale acestuia , emise de IASB în 11 septembrie 2014	Amendamentele soluționează contradicția dintre cerințele IAS 28 și IFRS 10 și clarifică faptul că într-o tranzacție care implică o entitate asociată sau asociere în participație, câștigurile sau pierderile sunt recunoscute atunci când activele vândute sau aduse drept contribuție reprezintă o întreprindere. Această modificare ar putea fi aplicată numai în cazul în care entitatea nu ar fi elaborat o politică contabilă în acest sens	Societatea anticipează că adoptarea acestor amendamente la standardele contabile existente nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
IFRS 19 Filiale fără răspundere publică: informații de furnizat emis de IASB în 9 mai 2024	Standardul permite filialelor să ofere informații restrânse atunci când aplică Standardele de Contabilitate IFRS în situațiile financiare. IFRS 19 este opțional pentru filialele eligibile și stabilește cerințele de furnizare de informații pentru filialele care aleg să îl aplice	Societatea anticipează că adoptarea acestor standarde contabile existente nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
IFRS 14 Conturi de amânare aferente activităților reglementate emis de IASB în 30 ianuarie 2014	Acest standard are scopul de a permite entităților care adoptă pentru prima dată IFRS, și care recunosc în prezent conturile de amânare aferente activităților reglementate conform politicilor contabile general acceptate anterioare, să continue să facă acest lucru la trecerea la IFRS	Societatea anticipează ca adoptarea acestor standarde contabile noi nu va avea un impact semnificativ asupra performanțelor Societății în viitor
Amendamente la IAS 21 Efectele variației cursurilor de schimb valutar	Clarifică modul în care companiile ar trebui să transfere situațiile financiare dintr-o monedă nehiperinflationistă într-una hiperinflationistă. Aceste amendamente cu aplicare restrânsă au ca scop îmbunătățirea utilității informațiilor rezultate într-un mod	Societatea anticipează că adoptarea acestor amendamente la standardele contabile existente nu va avea un impact semnificativ

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Normă/Interpretare <i>[IAS 8.31 (a), 8.31(c)]</i>	Natura modificării iminente a politicii contabile <i>[IAS 8.31 (b)]</i>	Impactul posibil asupra situațiilor financiare <i>[IAS 8.31 (e)]</i>
	rentabil. Dezvoltate ca răspuns la feedback-ul părților interesate, aceste amendamente sunt așteptate să reducă diversitatea practicilor și să ofere o bază mai clară pentru raportarea într-o monedă hiperinflationistă.	asupra performanțelor Societății în viitor

4. DETERMINAREA VALORII JUSTE

Anumite politici contabile ale Companiei și cerințe de prezentare a informațiilor necesită determinarea valorii juste atât pentru activele și datoriile financiare, cât și pentru cele nefinanciare. În determinarea valorilor juste ale activelor și datoriilor, Compania folosește pe cât posibil valori de piață observabile. Valorile juste sunt clasificate pe mai multe niveluri în ierarhia valorilor juste pe baza datelor de intrare folosite în tehnicile de evaluare, după cum urmează:

- Nivelul 1: prețuri cotate (neajustate) de pe piețe active pentru active și datorii identice;
- Nivelul 2: date de intrare, altele decât prețurile cotate incluse în nivelul 1, care sunt observabile pentru active sau datorii, fie în mod direct (ex: prețuri) sau indirect (ex: derivate din prețuri);
- Nivelul 3: date de intrare pentru active și datorii care nu sunt bazate pe date din piață observabile.

Valorile juste au fost determinate în scopul evaluării și/sau prezentării informațiilor în baza metodelor descrise mai jos:

(i) Imobilizări corporale

Valoarea justă a elementelor de imobilizări corporale se bazează în principal pe modelul de reevaluare având în vedere particularitățile imobilizărilor corporale deținute de către Companie, cu excepția activelor în curs de execuție, care sunt contabilizate în conformitate cu modelul bazat pe cost.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

5. IMOBILIZĂRI CORPORALE

Între 1 ianuarie 2024 și 31 decembrie 2025, imobilizările corporale au evoluat, astfel:

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
COST								
Sold la 1 ianuarie 2024	117.255.772	1.873.895.391	2.264.806.490	140.273.062	18.287.664	279.168.528	998.049.415	5.691.736.322
Intrări	-	3.092.488	3.392.430	7.336.696	-	-	634.016.882	647.838.496
Creșterea/diminuarea rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferuri din imob. corporale în curs	523.646	428.576.529	125.235.859	97.229.751	502.799	553.808	(652.622.392)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	-	-	-	-	-	2.802.160	2.802.160
Ieșiri	(31.516)	(462.094)	(5.383.082)	(28.097)	(17.020)	(7.563.224)	(122.961)	(13.607.994)
Sold la 31 decembrie 2024	117.747.902	2.305.102.314	2.388.051.697	244.811.412	18.773.443	272.159.112	982.123.104	6.328.768.984
Sold la 1 ianuarie 2025	117.747.902	2.305.102.314	2.388.051.697	244.811.412	18.773.443	272.159.112	982.123.104	6.328.768.984
Intrări	-	-	-	-	-	-	700.967.870	700.967.870
Creșterea/diminuarea rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferuri din imob. corporale în curs	7.432	193.104.613	251.666.879	72.864.295	322.822	1.232.690	(519.198.731)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	200.000	(200.000)	-	-	-	-	-
Ieșiri	-	(4.778.306)	(3.229.504)	(7.540.335)	-	(2.315.560)	(10.086.367)	(27.950.072)
Sold la 31 decembrie 2025	117.755.334	2.493.628.621	2.636.289.072	310.135.372	19.096.265	271.076.242	1.153.805.876	7.001.786.782
Amortizare cumulată								
Sold la 1 ianuarie 2024	138.179	-	-	-	-	264.377.197	-	264.515.376
Cheltuială cu amortizarea	-	85.320.727	154.017.004	39.710.589	2.206.698	4.758.873	-	286.013.891
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(387.459)	(31.416)	(17.986)	-	(7.562.509)	-	(7.999.370)
Sold la 31 decembrie 2024	138.179	84.933.268	153.985.588	39.692.603	2.206.698	261.573.561	-	542.529.897
Sold la 1 ianuarie 2025	138.179	84.933.268	153.985.588	39.692.603	2.206.698	261.573.561	-	542.529.897
Cheltuiala cu amortizarea	-	84.188.232	155.795.958	40.979.066	2.189.921	3.395.196	-	286.548.373
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(2.908.750)	(1.130.351)	(7.465.053)	-	(2.315.560)	-	(13.819.714)
Sold la 31 decembrie 2025	138.179	166.212.750	308.651.195	73.206.616	4.396.619	262.653.197	-	815.258.556

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
AJUSTĂRI PENTRU DEPRECIERE								
Sold la 1 ianuarie 2024	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>11.470.834</u>	<u>11.470.834</u>
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.383</u>	<u>9.383</u>
Sold la 31 decembrie 2024	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>11.480.217</u>	<u>11.480.217</u>
Reversare cu ajustările de depreciere	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(7.226.984)</u>	<u>(7.226.984)</u>
Sold la 31 decembrie 2025	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>4.253.233</u>	<u>4.253.233</u>
VALOARE CONTABILĂ								
Sold la 1 ianuarie 2024	<u>117.117.593</u>	<u>1.873.895.391</u>	<u>2.264.806.490</u>	<u>140.273.062</u>	<u>18.287.664</u>	<u>14.791.331</u>	<u>986.578.581</u>	<u>5.415.750.112</u>
Sold la 31 decembrie 2024	<u>117.609.723</u>	<u>2.220.169.046</u>	<u>2.234.066.109</u>	<u>205.118.809</u>	<u>16.566.745</u>	<u>10.585.551</u>	<u>970.642.887</u>	<u>5.774.758.870</u>
Sold la 31 decembrie 2025	<u>117.617.155</u>	<u>2.327.415.871</u>	<u>2.327.637.877</u>	<u>236.928.756</u>	<u>14.699.646</u>	<u>8.423.045</u>	<u>1.149.552.643</u>	<u>6.182.274.993</u>

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 pe fondul creșterii sumelor imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, cele mai semnificative sunt prezentate mai jos:

- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu – 174.641.063;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 60.370.522;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 57.608.357;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 kV București Sud – 55.207.941;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 44.447.913;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 34.301.587;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22.900.310;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare puterii din Centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montare de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 18.078.463.

În anul 2025, cele mai mari **transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale**, în sumă de **519.198.731**, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, din care enumerăm pe cele mai semnificative:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 176.794.711;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82.813.670;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 70.394.887;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET Etapa I + Etapa II (H.CA nr.17/2007) – 50.083.128;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I și II de finanțare) - 26.641.782;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 20.576.317;
- Relocare/protecții rețea înaltă tensiune 400 kV-LEA 400 kV s.c Urechești-Domnești și LEA 400 kV s.c Brazi Vest-Domnești la intersecția cu Autostrada de Centură București-km 0+000, km 100+900, Lotul 3, Sector 1, km 85+300, km 100+765-Centura Sud, Sector 2, km:0+00 – 15.325.943.

În anul 2025 s-au înregistrat ieșiri din imobilizări corporale în curs de execuție prin recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei în sumă de **9.948.776**, astfel:

- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația electrică 400/110 kV Gura Ialomiței, în sumă de 2.889.337;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III (H.CA nr. 2/2008), în sumă de 2.781.635;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV, în sumă de 4.277.804.

Soldul **imobilizărilor corporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2025, în sumă de **1.152.488.078**, este reprezentat de proiectele în derulare, pentru modernizările stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 318.644.219;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 206.997.563;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97.429.496;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 68.864.594;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 63.420.308;

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 49.537.421;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălciu 1 și CEE 18 MW Fălciu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46.884.983;
- Stația 400 kV Stâlpu – 44.306.411;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 28.408.304;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22.922.210;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz – 18.900.461; Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 17.848.885;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 15.328.996;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 13.347.011.

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, Societatea nu are active gajate sau ipotecate.

Valoarea justă a imobilizărilor corporale

Imobilizările corporale ale Societății, altele decât imobilizările corporale în curs, sunt prezentate în situațiile financiare la valoarea reevaluată, aceasta reprezentând valoarea justă la data evaluării, mai puțin amortizarea acumulată și ajustările de depreciere.

Ultima reevaluare a activelor a fost realizată la 31 decembrie 2023. Astfel, Compania a înregistrat în evidența contabilă rezultatul raportului de reevaluare efectuat de către societatea Appraisal&Valuation divizia de evaluări și consultanță din cadrul NAI România, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din Romania (ANEVAR).

Valoarea justă a terenurilor Societății a fost determinată folosind metoda comparației directe.

Această metodă se recomandă pentru proprietăți, când există date suficiente și sigure privind tranzacții sau oferte de vânzare cu proprietăți similare în zonă. Analiza prețurilor la care s-au efectuat tranzacțiile sau a prețurilor cerute sau oferite pentru proprietățile comparabile este urmată de efectuarea unor corecții ale prețurilor acestora, pentru a cuantifica diferențele dintre prețurile plătite, cerute sau oferite, cauzate de diferențele între caracteristicile specifice ale fiecărei proprietăți în parte, numite elemente de comparație.

Valoarea justă a clădirilor, echipamentelor și instrumentelor de măsură a fost determinată folosind abordarea prin cost.

Această metodă presupune că valoarea maximă a unui activ pentru un cumpărător informat este suma care este necesară pentru a cumpăra ori a construi un activ nou cu utilitate echivalentă. Când activul nu este nou, din costul curent brut trebuie scăzute toate formele de depreciere care i se pot atribui acestuia, până la data evaluării.

Informații referitoare la ierarhia valorii juste la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024:

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 decembrie 2025
Terenuri și amenajări de terenuri	-	-	117.617.155	117.617.155
Clădiri și instalații speciale	-	-	2.327.415.871	2.327.415.871
Utilaje și echipamente	-	-	2.327.637.877	2.327.637.877
Aparate de măsură și control	-	-	236.928.756	236.928.756
Vehicule	-	-	14.699.646	14.699.646
Alte imobilizări corporale	-	-	8.423.045	8.423.045
TOTAL	-	-	5.032.722.350	5.032.722.350

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 decembrie 2024
Terenuri și amenajări de terenuri	-		117.609.723	117.609.723
Clădiri și instalații speciale	-	-	2.220.169.046	2.220.169.046
Utilaje și echipamente	-	-	2.234.066.109	2.234.066.109
Aparate de măsură și control	-	-	205.118.809	205.118.809
Vehicule	-	-	16.566.745	16.566.745
Alte imobilizări corporale	-	-	10.585.551	10.585.551
TOTAL	-	-	4.804.115.983	4.804.115.983

Valoarea la cost a elementelor de imobilizări corporale este reprezentată de valoarea justă a acestora din care s-a dedus valoarea rezervei din reevaluare la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, fiind prezentată mai jos:

	Valoarea la cost 31 decembrie 2025	Valoarea la cost 31 decembrie 2024
Terenuri și amenajări de terenuri	18.117.909	18.110.477
Clădiri și instalații speciale	1.816.822.130	1.663.323.272
Utilaje și echipamente	1.711.634.784	1.486.970.033
Aparate de măsură și control	218.638.833	178.283.704
Vehicule	7.973.773	7.913.032
Alte imobilizări corporale	8.423.045	10.585.551
TOTAL	3.781.610.474	3.365.186.069

6. LEASING

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, str. Olteni 2-4, sector 3 București, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Contractul nr. C232 intrat în vigoare cu 01.10.2020, valabil pe o perioadă de 5 ani, are valoarea de 9.000.000 euro (fără TVA). La data de 05.05.2025 a fost semnat Actul Adițional nr. 2 la contractul C232/2020, prelungind în aceleași condiții durata cu 6 luni până la 01.04.2026, cu suma de 900.000 euro (fără TVA). Astfel, valoarea totală a contractului, pentru suprafața de 9.000 mp, 35 locuri de parcare și o durată de 66 luni, este de 9.900.000 euro (fără TVA).

La data de 31 decembrie 2025, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 2.149.219 lei.

Pentru acest contract, Compania achită un quantum lunar de 16.67 euro/mp (fără TVA) pentru închirierea spațiilor de birouri, rezultând o valoare anuală de cca. 1,8 mil. euro.

🚩 Sume recunoscute în Situația poziției financiare

	Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
COST	
Sold la 1 ianuarie 2024	39.761.197
Intrări, din care:	-
Ieșiri	-

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
Sold la 31 decembrie 2024	39.761.197
Sold la 1 ianuarie 2025	39.761.197
Intrări, din care:	4.567.233
Ieșiri	
Sold la 31 decembrie 2025	44.328.430
AMORTIZARE CUMULATĂ	
Sold la 1 ianuarie 2024	25.844.778
Cheltuiala cu amortizarea	7.952.239
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-
Sold la 31 decembrie 2024	33.797.017
Sold la 1 ianuarie 2025	33.797.017
Cheltuiala cu amortizarea	8.382.194
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-
Sold la 31 decembrie 2025	42.179.211
AJUSTĂRI PENTRU DEPRECIERE	
Sold la 1 ianuarie 2024	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2024	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2025	-
VALOARE CONTABILĂ	
Sold la 1 ianuarie 2024	13.916.419
Sold la 31 decembrie 2024	5.964.180
Sold la 31 decembrie 2025	2.149.219

Datorii Leasing

	Datorii Termen Lung	Datorii Termen Scurt	TOTAL
Sold la 01 Ianuarie 2024	6.481.491	8.641.987	15.123.478
Intrări	-	438.425	438.425
Ieșiri	6.481.491	2.473.209	8.954.700
Sold la 31 Decembrie 2024	-	6.607.203	6.607.203
Sold la 01 Ianuarie 2025	-	6.607.203	6.607.203
Intrări	-	4.816.731	4.816.731
Ieșiri	-	9.144.442	9.144.442
Sold la 31 Decembrie 2025	-	2.279.492	2.279.492

 **Sume recunoscute în Situația profitului sau a pierderii**

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Amortizarea activelor reprezentand drepturi de utilizare	8.382.194	7.952.240
Cheltuieli cu dobanzile	215.515	438.677
Total	8.597.709	8.390.917

 Sume recunoscute în Situația fluxurilor de trezorerie

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Ieșirile totale de numerar aferente contractelor de leasing (plăți)	10.829.797	10.655.953

Chiriile sunt recunoscute ca și cheltuieli ale perioadei curente, fiind prezentate la Nota 24.

Plățile aferente contractului de concesiune (redevență) sunt recunoscute ca și cheltuieli în contul de profit și pierdere de către Companie în timpul anului și sunt prezentate la Nota 24.

7. IMOBILIZĂRI NECORPORALE

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, soldul imobilizărilor necorporale (inclusiv capitalizarea CPT-ului suplimentar) se prezintă, astfel:

	Licențe și software	CPT suplimentar	Imobilizări necorporale în curs	Total
COST				
Sold la 1 ianuarie 2024	60.691.558	352.262.041	10.186.441	423.140.040
Intrări (achiziții)	-	102.019.913	7.333.621	109.353.534
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	2.347.472	-	(2.347.472)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	-	-	-	-
Ieșiri	(20.538)	-	(2.802.160)	(2.822.698)
Sold la 31 decembrie 2024	63.018.492	454.281.954	12.370.430	529.670.876
Sold la 1 ianuarie 2025	63.018.492	454.281.954	12.370.430	529.670.876
Intrări	5.460	924.241	38.997.105	39.926.806
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	36.804.856	-	(36.804.856)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	-	-	-	-
Ieșiri	(625.233)	-	-	(625.233)
Sold la 31 decembrie 2025	99.203.575	455.206.195	14.562.679	568.972.449
AMORTIZARE CUMULATĂ				
Sold la 1 ianuarie 2024	58.880.992	82.027.060	-	140.908.052
Cheltuiala cu amortizarea	1.840.029	74.478.538	-	76.318.567
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(20.538)	-	-	(20.538)
Sold la 31 decembrie 2024	60.700.483	156.505.598	-	217.206.081
Sold la 1 ianuarie 2025	60.700.483	156.505.598	-	217.206.081
Cheltuiala cu amortizarea	2.880.332	90.995.026	-	93.875.358
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(625.233)	-	-	(625.233)

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Licențe și software	CPT suplimentar	Imobilizări necorporale în curs	Total
Sold la 31 decembrie 2025	62.955.582	247.500.624	-	310.456.206
AJUSTĂRI PENTRU DEPRECIERE				
Sold la 1 ianuarie 2024	-	-	-	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2024	-	-	-	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2025	-	-	-	-
VALOARE CONTABILĂ				
Sold la 1 ianuarie 2024	1.810.566	270.234.981	10.186.441	282.231.988
Sold la 31 decembrie 2024	2.318.009	297.776.356	12.370.430	312.464.795
Sold la 31 decembrie 2025	36.247.993	207.705.571	14.562.679	258.516.243

a) Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2025, în sumă de **14.562.680**, este reprezentat de proiectele aflate în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 6.320.841;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3.661.315;
- Dezvoltare platforma MARI – 3.132.426;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 550.146;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 434.343.

În anul 2025 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de **36.804.856**, din care cele mai importante sunt:

- Modernizarea sistemului de mesagerie Tranelectrica – 12.937.108;
- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, componentă achiziție servicii de migrare și upgrade, aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 11.538.610;
- Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică – 5.942.862.

b) Imobilizări necorporale - CPT suplimentar

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic și respectiv, consumul tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial. Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Compania a înregistrat venituri reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT recunoscut în tariful de reglementare până la data de 31 decembrie 2025 în sumă de 455.206.194, astfel:

- 338.526.677 - pentru anul 2022;
- 13.735.364 - pentru anul 2023;
- 102.019.913 - pentru anul 2024;
- 924.241 - pentru Trim. I anul 2025.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

La 31 decembrie 2025, aferentă acestor capitalizări este calculată o amortizare cumulată în sumă de 247.500.624 (156.505.598 la 31 decembrie 2024). Astfel, valoarea contabilă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 207.705.570 (297.776.356 la 31 decembrie 2024).

Precizăm că acest venit este de natură nemonetară, încasarea acestuia urmând a fi realizată de Companie în mod eșalonat prin tariful de transport în următorii cinci ani de la data capitalizării în conformitate cu prevederile legislative incidente.

8. IMOBILIZĂRI FINANCIARE

Soldul imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2025, în valoare de 87.883.769 (85.767.355 la 31 decembrie 2024), este reprezentat, în principal:

➤ de acțiuni deținute de Companie - valoarea netă a acestora și cotele de deținere la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024:

Investițiile Companiei	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Deținere (%)	Valoare netă	Deținere (%)	Valoare netă
Acțiuni deținute la FORMENERG	-	-	100	1.948.420
Acțiuni deținute la OPCOM	97,84	30.687.300	97,84	30.687.300
Acțiuni deținute la SMART	100	38.528.600	100	38.528.600
Acțiuni deținute la TELETRANS	100	6.978.480	100	6.874.430
Acțiuni deținute la BRM	0,35	28.000	0,32	26.000
Acțiuni deținute la TSC NET	6,25	2.207.160	6,25	2.207.160
Acțiuni deținute la Joint Allocation Office SA	3,85	1.231.923	4	1.231.923
Acțiuni deținute la GECO POWER COMPANY GREEN ENERGY CORRIDOR POWER	25	3.750.000	-	-
Total acțiuni deținute la entități afiliate și asociate		83.411.463		81.503.833

➤ de garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1), alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivelor de investiții, astfel:

- LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia) în sumă de 4.199.505;
- LEA d.c. 220 kV Ostrovu Mare RET în sumă de 208.784.

● În martie 2025, Compania participă cu un aport de 25% la capitalul social al GECO POWER COMPANY GREEN ENERGY CORRIDOR POWER COMPANY SOCIETATE CU RĂSPUNDERE LIMITATĂ, conform rezoluției Directoratului nr. 7516/ 05.03.2025, în valoare este de 3.750.000 lei.

Asociații fondatori ai companiei de proiect sunt CNTEE Transelectrica SA, JSC Georgian State Electrosystem, "AZERENERJI" OPEN JOINT STOCK COMPANY și MVM Energy Private Limited Liability Company. Compania asigură implementarea proiectului Green Energy Corridor, un cablu submarin de înaltă tensiune în curent continuu, de 1.200 km, care va traversa Marea Neagră și va conecta România și Georgia, conexiunea fiind prelungită și în Ungaria și Azerbaidjan, în conformitate cu acordul între Guvernele statelor Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria.

● În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre filiala Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită (ambele societăți fiind filiale ale Companiei).

Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, filiala Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către filiala Formenerg.

În urma fuziunii celor 2 filiale, titlurile de participare ale Transelectrica deținute la TELETRANS au crescut cu 104.050, concomitent cu diminuarea titlurilor de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)***9. STOCURI**

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, stocurile (la valoarea netă) se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Piese de schimb	26.849.277	25.771.610
Consumabile și alte materiale	15.848.565	19.026.944
Materiale auxiliare	1.212.144	1.174.915
Alte stocuri	926.016	1.202.297
Total	44.836.002	47.175.766

Situația cu stocurile ce se preconizează a fi valorificate în următoarele 12 luni și într-o perioadă mai mare de 12 luni

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Stocuri de valorificat în următoarele 12 luni	14.624.032	15.558.222
Stocuri de valorificat într-o perioadă mai mare de 12 luni	30.211.970	31.617.544
Total	44.836.002	47.175.766

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, ajustările pentru deprecierea stocurilor se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Ajustări pentru deprecierea materialelor consumabile	9.592.471	5.956.130
Ajustări pentru deprecierea altor materiale	5.403.423	5.249.933
Ajustări pentru deprecierea ambalajelor	121.729	121.729
Total	15.117.623	11.327.792

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, evoluția ajustărilor pentru deprecierea stocurilor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	11.327.792	12.854.432
Înregistrare ajustări pentru deprecierea stocurilor	5.401.961	1.767.899
Reversare ajustări pentru deprecierea stocurilor	(1.612.130)	(3.294.539)
Sold la sfârșitul perioadei	15.117.623	11.327.792

În cursul anului 2025, cheltuielile efectuate cu consumul de materiale și piese de schimb se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli privind piese de schimb	1.500.530	2.364.055
Cheltuieli privind alte materiale consumabile	1.466.299	1.590.492
Cheltuieli privind alte materiale	1.363.127	1.589.945
Cheltuieli cu materiale auxiliare	106.902	95.225
Cheltuieli privind combustibilul	3.096.424	3.165.776
Câștiguri sau pierderi depreciere stocuri	3.800.012	-
Total	11.333.294	8.805.493

Sumele de la câștiguri sau pierderi depreciere stocuri, în anul 2024 au fost prezentate la alte cheltuieli de exploatare, iar în anul 2025 Compania a considerat reclasificarea lor la poziția cheltuieli cu materiale și consumabile.

10. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, creanțele comerciale și alte creanțe se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creanțe comerciale	2.535.436.512	2.701.899.740
Alte creanțe	244.857.341	231.066.730
Avansuri către furnizori	372.299.151	769.813.328
TVA de recuperat	393.058.259	271.906.743
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(124.567.816)	(123.088.931)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(71.762.841)	(72.904.970)
Total creanțe comerciale și alte creanțe	3.349.320.606	3.778.692.640

Structura creanțelor comerciale este următoarea:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Clienți pe piața de energie electrică, din care:	2.531.400.892	2.698.954.123
- clienți - activitate operațională	1.884.103.770	1.898.742.070
- clienți - piața de echilibrare	501.988.812	667.861.526
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	145.308.310	132.350.527
Clienți din alte activități	4.035.620	2.945.617
Total creanțe comerciale	2.535.436.512	2.701.899.740

Pentru anul 2025, în linia "Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor" incluse în contul de profit și pierdere, cuprind următoarele elemente:

- Ajustări (nete) depreciere active curente în sumă de 2.539.031;
- Pierderi (nete) din creanțe și debitori diverși în sumă de 3.898.551.

Expunerea la risc pentru creanțe comerciale, alte creanțe și avansuri către furnizori:

	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Rata previzionată a pierderilor	Pierdere preconizată pe toată durata de viață
Neajunse la scadență	2.816.379.163	0,01%	330.208
Scadența depășită între 1 – 30 zile	(921.841)	-	-
Scadența depășită între 31 – 90 zile	2.062.060	-	-
Scadența depășită între 91 – 180 zile	27.104.090	1,20%	324.824
Scadența depășită între 181 – 270 zile	7.321.939	0,56%	40.790
Scadența depășită între 271 - 365 zile	332.857	99,35%	330.694
Mai mult de un an	300.314.736	65,03%	195.304.141
Total	3.152.593.004		196.330.657

- CNTEE Transelectrica SA își desfășoară activitatea operațională în baza Licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia Președintelui ANRE nr. 1793/ 26.08.2025, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

La data de 31 decembrie 2025, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o scădere față de 31 decembrie 2024 determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie, în trimestrul IV al anului 2025 față de trimestrul IV al anului 2024.

Scăderea volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, față de trimestrul IV 2024 a determinat și scăderea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, IBEX, MAVIR, Ciga Energy SA, Hidroelectrica, Electrica Furnizare SA, OPCOM, PPC ENERGIE SA, RAAN, JAO. Ponderea acestora este de 72.22 % în total creanțe comerciale.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

• CNTEE Transelectrica SA desfășoară activitățile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009 cu completările și modificările ulterioare, „principalele atribuții fiind de colectare lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusurilor”.

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 6% din total creanțe comerciale, în creștere față de 31 decembrie 2024 (5%).

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 31 decembrie 2025 o creștere a creanțelor determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 145.308.310 (132.350.526 la 31 decembrie 2024), reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76.702.140, respectiv de la RAAN - 63.467.054 și CET Govora SA - 13.235.086;
- bonus necuvenit pentru 2014, în sumă de 3.914.960, respectiv de la RAAN - 1.981.235, CET Govora - 1.933.725;
- bonus necuvenit pentru 2015, în sumă de 563.899, respectiv de la CET Govora - 534.377, Interagro - 29.523;
- bonus necuvenit pentru 2020, în sumă de 522.181 de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 20.429.734, respectiv de la: Transenergo Com - 5.882.073, Petprod - 4.391.193, Romenergy Industry - 2.680.620, RAAN - 2.385.922, UGM Energy - 1.504.046, CET Govora - 900.864, KDF Energy - 473.940 și alții.

Situația creanțelor aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Supracompensare 2011 - 2013	76.702.140	76.702.140
Bonus necuvenit pentru 2014	3.914.960	3.914.960
Bonus necuvenit pentru 2015	563.899	563.899
Bonus necuvenit pentru 2020	522.181	522.181
Contribuție pentru cogenerare neîncasată	20.429.734	20.781.045
Facturi emise după data de raportare, aferente exercițiului financiar încheiat	43.175.396	29.866.301
Total	145.308.310	132.350.526

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2024, suma de 8.600.911, de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8.400.873 din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2024, de la următorii producători: Bepco SRL, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Vest Energo.

Pentru stingerea creanțelor generate de supracompensare și bonus necuvenit, din anii anteriori, Compania a solicitat producătorilor calificați în schema de sprijin efectuarea de compensări reciproce. Pentru producătorii (RAAN, CET Govora) care nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: „în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective” și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

▪ Pe rolul Tribunalului Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. 9089/101/2013/a140, având ca obiect “pretenții suma de 86.513.431”, dosar în care Compania are calitatea de reclamantă, pârata fiind **Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN**.

Prin cererea de chemare în judecată formulată de Transelectrica SA, aceasta a solicitat obligarea pârâtei RAAN la plata sumei de 86.513.431. Mai multe detalii privind acest dosar sunt prezentate la Nota 28.

▪ CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eşalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru perioada 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40.507.669.

Ca urmare a suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție.

Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. În vederea recuperării creanțelor izvorâte înaintea deschiderii procedurii de insolvență, Compania a urmat procedurile specifice prevăzute de Legea nr. 85/2014 - Legea insolvenței și a solicitat instanței admiterea creanțelor, potrivit legii. Având în vedere cele prezentate, începând cu data de 9 mai 2016, Compania a sistat aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a achitat lunar către CET Govora bonusul de cogenerare.

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei. Transelectrica a fost înscrisă în Tabelul preliminar și în cel definitiv cu o creanță în valoare totală de 28.200.440,31, din care suma de 25.557.189,98 este aferentă schemei de sprijin. Compania a inclus suma de 22.188.224,16 aferentă schemei de sprijin în contul debitorii diverși, analitic distinct - ANRE, cu impact în poziția netă a schemei de sprijin.

Suma de 22.188.224,16 reprezintă creanța de încasat de la CET Govora aferentă schemei de sprijin (în suma de 25.557.190), corectată cu bonusul reținut de Companie conform art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, în sumă de 3.368.966.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin care se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Alte creanțe

La data de 31 decembrie 2025, alte creanțe în sumă de **244.857.341** (231.066.730 la 31 decembrie 2024) includ, în principal:

- debitori diverși (**103.729.594**) (135.343.557 la 31 decembrie 2024), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 75.041.220 (din care suma de 25.853.846 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (24.464.461), RAAN (16.901.449), CET Govora (9.606.504), Electromontaj SA (5.864.872), OPCOM (4.625.453), Total Electric Oltenia (3.288.967), Multiservice G&G SRL (2.162.468), Petprod (1.894.232), GE Digital Service Europe (1.137.326), ISPE Proiectare și Consultanță (1.079.342). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice în sumă de 11.923.999: Arelco Power (987.555), Enol Grup (2.541.312) și Next Energy Partners (8.395.132). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul filialei în sumă de 4.517.460.
- sume primite cu caracter de subvenție **30.984.304** (9.865.883 la 31 decembrie 2024), aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de **8.703.598** (14.941.772 la 31 decembrie 2024) reprezentate în principal de: CPT (5.747.400), polițe asigurări (1.729.775), chirie și mentenanță clădire birouri (763.215), servicii diverse (278.783) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de **3.172.643** (2.736.907 la 31 decembrie 2024) reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților și care urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansuri către furnizori

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

La 31 decembrie 2025, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de **372.299.151** și reprezintă, în principal, sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (ICP – *Interim Coupling Project*, SIDC – *Single Intraday Coupling*, SDAC – *Single Day-ahead Coupling* și IDA – *"IntraDay Auction"*) (MAVIR – 303.224.730, IBEX – 56.214.197 și JAO – 12.857.065).

TVA de recuperat

TVA de recuperat în sumă de 393.058.259 la 31 decembrie 2025 (271.906.743 la 31 decembrie 2024) – sumă aferentă deconturilor pentru perioada septembrie 2025 – decembrie 2025. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania a încasat de la stat suma de 267.046.357, reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă deconturilor pentru perioada septembrie – noiembrie 2025.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale, a creanțelor comerciale incerte și pentru alte creanțe incerte

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2025, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: JAO (30.752.298), CET Govora (24.645.019), Romelectro (24.471.023), Arelco Power (14.513.236), Total Electric Oltenia SA (14.185.577), Romenergy Industry (13.512.997), Elsaco Energy (9.276.118), OPCOM (9.142.913), RAAN (8.516.707), Next Energy Partners (8.395.132).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

Atât pentru anul 2025, cât și pentru anul 2024 nu au fost înregistrate ajustări de valoare materiale pentru creanțe identificate specific. Detaliu privind mișcările aferente ajustărilor pentru deprecierea creanțelor se regăsește la nota 31.

11. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR

Numerarul și echivalentele de numerar includ soldurile numerarului, depozitelor la vedere și al depozitelor cu maturități inițiale de până la 90 zile de la data constituirii care au o expunere nesemnificativă la riscul de modificare a valorii juste, fiind utilizate de Companie pentru managementul angajamentelor pe termen scurt.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
1. Conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile, din care:	733.621.554	671.481.765
a) conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile din activitatea curentă	62.128.590	164.871.298
b) conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile cu destinație specifică, din care:	671.492.964	506.610.467
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	-	300.321.261
- numerar și depozite din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	1.885.604	3.902.857
- numerar din taxa de racordare	297.637.619	88.098.871
- fonduri europene	679.641	4.870.929
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie și dividende)	371.290.100	109.416.549
2. Casa	47.350	76.086
3. Alte echivalente de numerar	-	-
Total	733.668.904	671.557.851

Următoarele informații sunt relevante în contextul situației consolidate a fluxurilor de numerar:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Conturi curente la bănci, depozite și alte echivalente de numerar	733.668.904	671.557.851
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionării lichidităților	(172.419.128)	-
Total	561.249.776	671.557.851

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Numerarul este plasat la insuții financiare, considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță, după cum urmează:

Rating/Perspectivă	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BBB+ / Stabilă	-	501.765.316
BBB+ / Negativă	107.881.200	-
AA- / Stabilă	10.934.827	9.859.458
A- / Stabilă	-	1.534.493
BBB- / Pozitivă	-	1.940.958
BBB- / Stabilă	1.007.642	7.169.085
BBB / Stabilă	-	62.769
BBB- / Negativă	1.067.146	-
BB / Stabilă	151.909	151.772
BB+ / Stabilă	-	26.208
A+ / Stabilă	612.578.830	148.971.706
Total	733.621.554	671.481.765

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

12. CAPITALURI PROPRII**Capitalul social**

În conformitate cu prevederile OUG nr. 86/2014 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, la data de 20 februarie 2015 a fost înregistrat în Registrul acționarilor Companiei transferul celor 43.020.309 acțiuni din contul Statului Român din administrarea Secretariatului General al Guvernului, în contul Statului Român în administrarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.

În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea și preluarea activităților Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului, care s-a desființat, și prin preluarea activității și a structurilor în domeniul întreprinderilor mici și mijlocii și mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Compania a funcționat sub autoritatea Ministerului Economiei până la data de 5 noiembrie 2019.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

La 31 decembrie 2025, acționarii CNTEE Transelectrica SA sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), Fondul de pensii administrat privat NN cu un număr de 4.007.688 acțiuni (5,47%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 16.839.437 acțiuni (22,97%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.682.141 acțiuni (6,38%).

La sfârșitul fiecărei perioade de raportare, capitalul social subscris și vărsat integral al Companiei, în sumă de 733.031.420 este împărțit în 73.303.142 acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 lei/acțiune și corespunde cu cel înregistrat la Oficiul Registrului Comerțului.

Structura acționarului la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 este următoarea:

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Acționar	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Număr de acțiuni	% din capitalul social	Număr de acțiuni	% din capitalul social
Statul Român prin SGG	43.020.309	58,69%	43.020.309	58,69%
Alți acționari persoane juridice	16.839.437	22,97%	16.442.683	22,43%
PAVAL HOLDING	4.753.567	6,49%	4.753.567	6,49%
Fondul de pensii administrat privat NN	4.007.688	5,47%	4.007.688	5,47%
Alți acționari persoane fizice	4.682.141	6,38%	5.078.895	6,92%
Total	73.303.142	100,00%	73.303.142	100,00%

Compania recunoaște modificările în capitalul social în condițiile prevăzute de legislația în vigoare și numai după aprobarea lor în Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor și înregistrarea acestora la Oficiul Registrului Comerțului.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, capitalul social se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Capital social (valoare nominală)	733.031.420	733.031.420
Soldul capitalului social	733.031.420	733.031.420

Dividende

Acționarii au dreptul la dividende și fiecare acțiune conferă un drept de vot în cadrul adunărilor Companiei.

În cursul anului 2025, în conformitate cu Hotărârea AGOA nr. 5/11.06.2025, Compania a declarat un dividend brut în valoare de 3,81 lei/acțiune aferent profitului anului anterior (2023: 0,28 lei/acțiune). Totalul dividendelor declarate din profitul rămas de repartizat aferent anului 2024 este de 279.284.971 lei (dividende declarate din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2023: 20.524.880 lei).

Prima de emisiune

Toate acțiunile emise în cadrul majorării de capital social ce a avut loc prin oferta publică inițială primară în anul 2006 au fost subscrise și plătite integral la prețul de emisiune. Prima de emisiune în valoare de 49.842.552, atât la 31 decembrie 2025, cât și la 31 decembrie 2024, respectiv diferența dintre prețul de emisiune a acțiunilor și valoarea nominală a acestora a fost înregistrată în contul de rezerve al Companiei.

Rezerve legale

Rezervele legale în sumă de 146.606.284 la 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024, reprezintă rezerve legale constituite conform legislației în vigoare aplicabilă și nu pot fi distribuite.

Rezerve din reevaluare

Rezervele din reevaluare sunt în sumă de 1.404.145.417 la 31 decembrie 2025 și în sumă de 1.514.138.168 la 31 decembrie 2024.

Ultima reevaluare a imobilizărilor corporale clasificate în grupa 1 – *Construcții* și în Grupa 2 – *Instalații tehnice, mijloace de transport* înregistrate în patrimoniul privat al Companiei a fost efectuată la 31 decembrie 2023 de către societatea Appraisal & Valuation divizia de evaluări și consultanță din cadrul NAI România, evaluator independent autorizat de către Asociația Națională a Evaluatorilor Autorizați din România.

Politica Transelectrica este ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut. În acest caz, valoarea surplusului transferat ar fi diferența dintre amortizarea calculată pe baza valorii contabile reevaluate a activului și valoarea amortizării calculate pe baza costului inițial al activului. Transferurile din surplusul din reevaluare în rezultatul reportat nu se efectuează prin profit sau pierdere. Efectele în calculul impozitului pe profit, dacă există, care rezultă din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt recunoscute și prezentate în conformitate cu IAS 12 - Impozitul pe profit.

Rezervele din reevaluare nu pot fi distribuite direct acționarilor, ci doar ulterior transferului acestora în rezultatul reportat.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Alte rezerve

La 31 decembrie 2025, alte rezerve sunt în sumă de 299.129.478 față de 256.706.249 la 31 decembrie 2024. Creșterea soldului altor rezerve la 31 decembrie 2025 comparativ cu 31 decembrie 2024 în sumă de 42.423.229 se datorează, în principal, subvențiilor aferente imobilizărilor aparținând domeniului public primite pentru următoarele obiective de investiții:

- Relocare/prot. rețea înaltă tensiune 400 Kv - LEA 400 kV s.c Urechești-Domnești și LEA 400 kV s.c Brazi Vest-Domnești la intersecția cu Autostrada de Centură București - Km 0+000, Km 100+900, Lotul 3, Sector1, Km 85+300, Km 100+765 - Centura Sud, Sector 2, Km:0+00 – 15.325.943;
- Execuție lucrări relocare rețele electrice de înaltă tensiune - LEA 400 kV (220 Kv) Gutinaș -Focșani Vest circuit comun cu LEA 400 (220) kV Focșani Vest-Barboși și Autostrada Buzău –Focșani - Proiectare Execuție – 5.052.777;
- Relocare rețelelor 220 kV pentru Autostrada de Centură București, Km 0+000 - Km 52+770, LOT 4 Km 47+600 - Km 52+070 – 4.764.823;
- Relocarea rețelelor 220 kV pentru Autostrada de Centură Bucurști, km 0+000-km 100+900, Sector Centura Nord, km 0+000-km 52+770, LOT 3 km 39+000-km 47+600 – 4.296.294.

Rezultatul reportat

Rezultatul reportat la data de 31 decembrie 2025 este în sumă de 3.332.884.440 (31 decembrie 2024: 3.114.650.000).

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează un rezultat reportat pozitiv datorat, în principal, de variația următoarelor elemente:

- înregistrarea transferului rezervelor din reevaluare pe măsura amortizării mijloacelor fixe în rezultatul reportat în sumă de 109.992.751 (120.542.130 la 31 decembrie 2024);
- înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de 359.825.194, realizat la 31.12.2025 (585.924.311 lei la 31 decembrie 2024);
- înregistrarea câștigului actuarial în rezultatul reportat în sumă de 27.701.466 (31 decembrie 2024, pierdere: 1.535.364).
- înregistrarea distribuirii profitului aferent anului 2024 ca dividende ce au fost alocate acționarilor în anul 2025 în sumă de 279.284.971 (20.524.880 la 31 decembrie 2024).

13. VENITURI ÎN AVANS

Veniturile în avans sunt reprezentate în principal de: tariful de racordare, alte subvenții pentru investiții, fonduri europene nerambursabile încasate de la Ministerul Fondurilor Europene, Ministerul Energiei, Secretariatul General al Guvernului, precum și venituri din utilizarea capacității de interconexiune.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, situația **veniturilor în avans** se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	Din care: porțiunea pe termen scurt la 31.12.2025	31 decembrie 2024	Din care: porțiunea pe termen scurt la 31.12.2024
Venituri înregistrate în avans – alocare capacitate de interconexiune	3.954.878	3.954.878	6.728.118	6.728.118
Venituri înregistrate în avans – fonduri europene	2.631.796	2.631.796	3.334.602	3.334.602
Venituri înregistrate în avans – altele	1.220.730	1.220.730	-	-
Fonduri din tarif de racordare	506.333.763	7.789.188	296.793.165	7.154.699
Fonduri Europene	255.364.046	5.817.355	232.179.802	2.298.734
Alte subvenții	20.539.829	22.080	20.547.315	2.695.748
Total	790.045.041	21.436.027	559.583.002	22.211.901

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în perioada Ianuarie – Decembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la începutul perioadei	22.211.901	16.137.336
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	128.018.626	93.714.147
Încasări din fonduri europene	(55)	2.584.899
Încasări din alte fonduri	1.220.730	-

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la începutul perioadei	22.211.901	16.137.336
Transfer din venituri în avans pe termen lung	1.479.442	(2.094.976)
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(130.791.866)	(88.040.170)
Venituri din fonduri europene	(702.751)	(89.335)
Total	21.436.027	22.211.901

Evoluția veniturilor în avans pe termen lung în perioada Ianuarie – Decembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la începutul perioadei	537.371.101	519.083.803
Subvenții racordare	259.419.349	47.520.391
Fonduri nerambursabile	29.753.699	43.189.235
Transfer în venituri în avans pe termen scurt	(71.897.799)	(85.943.609)
Reluarea la venituri a subvențiilor	13.962.664	13.521.281
Total	768.609.014	537.371.101

14. ÎMPRUMUTURI

Pentru anul 2025, mișcările aferente împrumuturilor se prezintă, după cum urmează:

	Valută	Rata dobânzii	Valoare contabilă	Scadență
Sold la 1 ianuarie 2025			31.902.971	
Trageri – activitate curentă - BCR	RON	ROBOR 1M + comision 0,088%	172.419.128	30-Mar-2026
Rambursări, din care:			(24.238.570)	
BEI 25709	EUR	3,596%	(12.095.658)	10-Sep-2025
BEI 25710	EUR	3,856%+2,847%	(12.142.912)	11-Apr-2028
Diferențe de curs valutar la data rambursării			451.801	
Sold la 31 decembrie 2025			180.535.330	

Împrumuturi pe termen lung

La data de 31 decembrie 2025, valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2024 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 soldul împrumuturilor pe termen lung contractate de la instituțiile de credit se prezintă, după cum urmează:

Descriere	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BEI 25709 (a)	-	11.974.686
BEI 25710 (b)	8.116.202	19.928.285
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	8.116.202	31.902.971
Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(6.645.481)	(23.984.799)
Total împrumuturi pe termen lung net de ratele curente	1.470.721	7.918.172

Situația împrumuturilor pe termen lung la 31.12.2025:

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Nr. crt.	Denumire Împrumut	Data acordării	Valoare Împrumut (EUR)	Sold la 31.12.2025 (valută)	Sold la 31.12.2025 (RON)	Rată dobândă	Maturitate conform împrumut
1	BEI 25709	05.08.2010	32.500.000,00	-	-	3,596%	10.09.2025
2	BEI 25710	05.08.2010	32.500.000,00	1.591.880,29 EUR	8.116.202	3,856% și 2,847%	11.04.2028
TOTAL					8.116.202		

Împrumuturile pe termen lung sunt detaliate, după cum urmează:

a) și b) **Împrumut acordat de Banca Europeană de Investiții (BEI)**

Împrumuturile nr. BEI 25709 și BEI 25710 au fost acordate de BEI la 5 august 2010 pentru a finanța modernizarea și reabilitarea Rețelei Electrice de Transport din România. Valoarea fiecărui împrumut este de 32.500.000 EUR. Împrumutul nr. 25709 nu este garantat, în timp ce împrumutul nr. 25710 este garantat de BNP Paribas SA Sucursala București. Perioada de rambursare este de 15 ani, cu o perioadă de grație de 2 ani. Rambursarea se efectuează începând din 2012 și până în 2025 pentru împrumutul BEI 25709 (pe 10 martie și 10 septembrie a fiecărui an) și începând cu 2013 și până în 2028 pentru împrumutul BEI 25710 (pe 11 aprilie și 11 octombrie a fiecărui an). Rata dobânzii este 3,596% pentru împrumutul BEI 25709, iar pentru împrumutul BEI 25710 este de 3,856% și 2,847%.

Suma datorată la 31 decembrie 2025 pentru împrumutul BEI 25709 este de 0 EUR și pentru împrumutul BEI 25710 este de 1.591.880,29 EUR.

Acordul de împrumut BEI 25709 cuprinde anumite clauze financiare: (i) raportul dintre EBITDA și dobânzile aferente împrumuturilor pe termen lung plătite în cursul anului trebuie să fie cel puțin 4,2; (ii) raportul dintre obligațiile pe termen lung și capitalurile proprii trebuie să nu depășească 0,95; (iii) raportul dintre datoria totală netă și EBITDA să fie de maxim 3,5.

Împrumutul BEI 25710 este garantat de către BNP Paribas SA Sucursala București. Contractul de garantare a fost încheiat la 20.12.2019 pentru o perioadă de 3 ani, comision de garantare de 0,40% pe an calculat la 115% la valoarea creditului rămas de rambursat. În data de 31.10.2022 a fost semnat amendamentul nr. 2, amendament ce asigură garantarea creditului BEI 25710 până la 11.11.2028. Pentru această perioadă comisionul de garantare este de 0.6% pe an calculat la 115% la valoarea creditului rămas de rambursat.

La data de 31 decembrie 2025, creditul BEI 25709 este rambursat în integralitate, drept urmare, nu a mai necesitat calculul indicatorilor financiari prevăzuți în contractul de credit.

Porțiunea pe termen lung a împrumuturilor va fi rambursată, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Între 1 și 2 ani	980.481	6.483.336
Între 2 și 5 ani	490.240	1.434.836
Peste 5 ani	-	-
Total	1.470.721	7.918.172

Compania nu a efectuat activități de acoperire împotriva riscurilor aferent obligațiilor sale în monedă străină sau expunerii la riscurile asociate ratei dobânzii.

Toate împrumuturile pe termen lung aflate în sold la 31.12.2025 sunt purtătoare de dobândă fixă.

Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Porțiunea curentă a creditelor pe termen lung	6.645.481	23.984.799
Credit bancar pe termen scurt	172.419.128	-
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	288.169	302.501
Total împrumuturi pe termen scurt	179.352.778	24.287.300

- **Împrumuturi contractate pentru activitatea curentă**

La data de 30.03.2022 Transelectrica a încheiat contractul de credit nr. **C624 cu Banca Comercială Română** pentru o perioadă de 12 luni pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub formă de

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

descoperit de cont, în sumă de 175.000.000, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0% și un comision de 0,088%.

La data de 04.01.2023 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 1 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect exinderea scopului liniei de credit și pentru acoperirea nevoilor temporare de capital de lucru și prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2023 la 30.03.2024).

La data de 27.03.2024 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 2 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2024 la 30.03.2025).

La data de 27.03.2025 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 3 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2025 la 30.03.2026).

Linia de credit este garantată prin:

- ipotecă mobilă asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobilă asupra creanțelor rezultate din contractele privind contribuția pentru congenerare de înaltă eficiență încheiate cu Electrica Furnizare SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, EON Energie România SA.

La data de 31 decembrie 2025 linia de credit este utilizată în proporție de 99%.

15. OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

Conform contractului colectiv de muncă, aplicabil în anul 2025, Compania furnizează beneficii pe termen lung salariaților, în funcție de vechimea în muncă și vechimea în cadrul Companiei. Beneficiile acordate angajaților cu funcții de conducere sunt prezentate în *Nota 30 - Salarizarea conducerii Companiei*.

Beneficiile pe termen lung acordate de Companie cuprind, următoarele:

- premiu de pensionare care variază de la 1 la 5 salarii de bază brute lunare în funcție de numărul de ani de vechime în Companie la data pensionării;
- prime jubiliare între 1 și 5 salarii de bază brute lunare în funcție de numărul de ani vechime în cadrul Companiei;
- ajutor în cazul pensionării datorită pierderii totale a capacității de muncă (invaliditate totală), caz în care Compania plătește 6 salarii de bază lunare brute;
- ajutor în cazul decesului din alte cauze, caz în care Compania plătește familiei suma de 25.000 lei;
- ajutor în cazul decesului din accident de muncă sau boală profesională, caz în care Compania plătește familiei 11 salarii de bază lunare brute;
- ajutor material acordat la pensionare pentru energie electrică reprezentând contravaloarea cotei de energie electrică, plătită unui salariat timp de 24 luni, pentru salariați cu o vechime neîntreruptă în Companie de minim 10 ani.

Având în vedere prevederile OUG nr. 156/2024, cu modificările și completările ulterioare, începând cu luna februarie 2025, prima de pensionare s-a acordat la nivelul unui salariu de bază eșalonat pe o perioadă de 5 ani.

Calculul actuarial referitor la beneficiile post angajare și la alte beneficii pe termen lung au fost determinate de către un actuar autorizat, în baza contractului de servicii încheiat cu Proficariere SRL.

Obligațiile privind beneficiile angajaților se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Obligațiile aferente primelor jubiliare	51.132.308	49.202.806
Obligațiile aferente primelor pentru pensionare	10.461.024	34.232.075
Obligațiile aferente cazului de incapacitate totală de muncă (invaliditate)	166.191	171.782
Obligațiile aferente cazului de deces din alte cauză	1.370.891	1.565.100
Obligațiile aferente cazului de deces din accident de muncă	304.645	315.059
Obligațiile aferente cotei de energie electrică pentru angajați care se pensionează	-	2.848.637
TOTAL	63.435.059	88.335.459

Împărțirea obligațiilor pe termen scurt și lung la 31 decembrie 2025 este sintetizată în tabelul de mai jos:

	Obligații TS	Obligații TL
Obligațiile aferente primelor jubiliare	10.257.881	40.874.427
Obligațiile aferente primelor pentru pensionare	906.679	9.554.345
Obligațiile aferente cazului de incapacitate totală de muncă (invaliditate)	-	166.191

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Obligații TS	Obligații TL
Obligațiile aferente cazului de deces din alte cauză	-	1.370.891
Obligațiile aferente cazului de deces din accident de muncă	-	304.645
Obligațiile aferente cotei de energie electrică pentru angajați care se pensionează	-	-
TOTAL	11.164.560	52.270.499

📊 Ipoteze actuariale

Următoarele sunt principalele ipoteze actuariale utilizate în calcul:

A. Ratele de actualizare au fost considerate ca fiind egale cu dobânzile la investițiile fără risc, fără ajustări ale variațiilor (risk free rate spot no volatility adjustment), publicate de către EIOPA la finalul lunii decembrie 2025.

B. Inflația - La data evaluării, conform Institutului Național de Statistică, rata anuală a inflației în luna decembrie 2025 comparativ cu luna decembrie 2024 a fost de 9,7%.

C. Vârsta legală de pensionare – actuarul a considerat că vârsta medie de pensionare a angajaților Companiei va fi de 63 de ani, atât pentru bărbați, cât și pentru femei.

D. Mortalitatea - A fost utilizată *Tabela de mortalitate a populației României*, bărbați / femei, 2022, mediu urban (Sursa: Institutul Național de Statistică).

E. Migrația forței de muncă - aproximativ 1,6% din numărul de angajați au părăsit Compania în perioada de raportare. Pentru modelarea plecărilor din firmă, actuarul a folosit valori ale migrației forței de muncă cu o medie ponderată de 1,5% anual. Procentele utilizate pentru plecările din firmă tind către zero, odată cu creșterea vârstei (pentru persoanele care au vârstă mai înaintată se poate considera un procent de migrație a forței de muncă care scade către zero).

F. Taxe și impozite - Toate taxele valabile la data de 31.12.2025 au fost incluse în calculul obligațiilor pentru pensionare. Astfel, au fost luate în considerare următoarele taxe și impozite: contribuție asiguratorie pentru muncă (CAM): 2,25%.

📊 Analiza de maturitate

În tabelul de mai jos sunt sintetizate beneficiile și provizioanele, atât pentru pensionare, cât și pentru prime jubiliare, în funcție de numărul de ani până la maturitatea acestora.

Analiza maturităților plăților de beneficii

Plăți estimate, în funcție de durata până la maturitatea acestora	Beneficii prime jubiliare	Beneficii pensie	TOTAL
Durata de până la 1 an	10.675.483	1.019.727	11.695.210
Durata între 1-2 ani	9.928.168	484.110	10.412.278
Durata între 3-5 ani	14.498.947	3.392.694	17.891.641
Durata între 6-10 ani	33.434.640	9.060.658	42.495.299
Durata peste 10 ani	182.330.380	55.424.593	237.754.972
TOTAL	250.867.618	69.381.782	320.249.400

Analiza maturităților obligațiilor prezente

Provizioane estimate, în funcție de durata până la maturitatea acestora	Obligații prime jubiliare	Obligații pensie	TOTAL
Durata de până la 1 an	10.257.881	906.679	11.164.560
Durata între 1-2 ani	7.693.223	407.744	8.100.967
Durata între 3-5 ani	8.382.739	1.996.563	10.379.302
Durata între 6-10 ani	11.767.667	3.375.977	15.143.644
Durata peste 10 ani	13.030.798	3.774.061	16.804.859
TOTAL	51.132.308	10.461.024	61.593.332

Durata medie ponderată a obligațiilor pentru pensionare (ani): 9,09.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel) **Analiza de sensibilitate**

Pentru o înțelegere completă a impactului datelor inițiale asupra valorilor provizioanelor constituite, vom varia, unul câte unul, cei mai importanți parametri care influențează valoarea obligațiilor (ceteris paribus).

Rezultatele analizei de sensibilitate la 31 decembrie 2025 comparativ cu 31 decembrie 2024 sunt prezentate în tabelul de mai jos:

	Creștere cu 1%		Diminuare cu 1%	
	2025	2024	2025	2024
Rata de actualizare	59.292.310	82.132.645	68.172.596	95.400.528
Rata de creștere salarială	68.660.713	95.420.593	58.785.137	82.003.446
Rata plecărilor din firmă	63.058.178	87.105.347	63.866.443	89.695.227

	Creștere cu 1 an		Diminuare cu 1 an	
	2025	2024	2025	2024
Creșterea speranței de viață la naștere	63.450.379	88.613.391	63.418.274	88.054.373

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2024	Costul dobânzii	Costul serviciului curent	Plățile din provizion	(Câștig)/pierdere actuarială aferent perioadei	31 decembrie 2025
Obligațiile aferente primelor jubiliare ce vor fi acordate angajaților actuali	49.202.806	3.124.712	7.391.971	(6.338.345)	(2.248.836)	51.132.308
Obligațiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	34.232.074	551.737	767.351	(563.323)	(24.526.815)	10.461.024
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru incapacitate totală de muncă (invaliditate)	171.782	10.498	3.851	-	(19.940)	166.191
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru deces din alte cauze	1.565.100	95.643	(65.817)	(150.000)	(74.035)	1.370.891
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru deces din accident de muncă	315.060	19.253	28.291	-	(57.959)	304.645
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor angajați la ieșirea la pensie	2.848.637	174.080	-	-	(3.022.717)	-
	88.335.459	3.975.923	8.125.647	(7.051.668)	(29.950.302)	63.435.059
	31 decembrie 2023	Costul dobânzii	Costul serviciului curent	Plățile din provizion	(Câștig)/pierdere actuarială aferent perioadei	31 decembrie 2024
Obligațiile aferente primelor jubiliare ce vor fi acordate angajaților actuali	48.698.891	3.293.144	7.480.102	(4.681.864)	(5.587.467)	49.202.806
Obligațiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	24.116.406	1.510.397	3.756.802	(1.368.866)	6.217.335	34.232.074
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru incapacitate totală de muncă (invaliditate)	-	-	-	-	171.782	171.782
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru deces din alte cauze	-	-	487.638	(22.000)	1.099.462	1.565.100
Obligațiile aferente beneficiilor acordate pentru deces din accident de muncă	-	-	29.705	-	285.355	315.060
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor angajați la ieșirea la pensie	2.461.820	164.770	1.167.150	(294.000)	(651.103)	2.848.637
	75.277.117	4.968.311	12.921.397	(6.366.730)	1.535.364	88.335.459

16. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII

a) La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, **datoriile comerciale și alte datorii** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori piața de energie	1.676.249.633	2.253.148.039
Furnizori de imobilizări	337.815.468	158.164.085
Furnizori alte activități	64.803.414	77.353.875
Sume datorate angajaților	13.260.905	12.833.281
Alte datorii	1.315.046.297	1.365.622.067
Total	3.407.175.717	3.867.121.347

La data de 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 1.676.249.633, respectiv 2.253.148.039, prezintă următoarea structură:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori - activitate operațională	1.078.789.737	1.496.225.168
- furnizori - piața de echilibrare	517.983.289	711.976.808
- furnizori - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	79.476.607	44.946.063
Total	1.676.249.633	2.253.148.039

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrică SA, Electrica Furnizare SA, Bursa Română de Mărfuri, Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București, OPCOM, CIGA Energy SA, Joint Allocation Office. La 31 decembrie 2025, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 81,53% (86,30% la 31 decembrie 2024).

Scăderea soldului "datoriilor aferente activității operaționale" din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă pentru cuplarea pieței de energie electrică. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, au fost influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" a fost determinată de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, comparativ cu trimestrul IV al anului 2024.

Creșterea "datoriilor aferente schemei de sprijin" către furnizori (producători) a fost determinată de creșterea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2025, față de luna decembrie 2024.

La data de 31 decembrie 2025, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 3.368.966 către CET Govora SA (bonus lunar de cogenerare și ante-supracompensare pentru anul 2015). Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât furnizorul (producătorul) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

Compania a solicitat furnizorului (producătorului) care nu a achitat facturile de supracompensare, acordul pentru efectuarea compensării datoriilor reciproce la nivelul minim al acestora prin Institutul de Management și Informatică (IMI) care gestiona unitar toate informațiile primite de la contribuabili, în baza prevederilor HG nr. 773/2019.

CET Govora nu a fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, motiv pentru care Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: "în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective" și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eșalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul 2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40.507.669.

În urma suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție. Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. Având în vedere prevederile Legii nr. 85/2014 - Legea insolvenței, Compania a sosit, începând cu data de 9 mai 2016, aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și achită lunar către CET Govora bonusul de cogenerare cuvenit de aceasta. Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei.

Creșterea soldului **”furnizorilor de imobilizări”** la 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 s-a datorat achizițiilor de imobilizări care au fost recepționate spre finalul anului, dar pentru care termenul de plată este în anul 2026.

Datoriile către **”furnizori alte activități”** sunt reprezentate în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o scădere față de 31 decembrie 2024.

La 31 decembrie 2025, Compania nu înregistrează datorii restante către furnizori (bugetul de stat, bugetul local sau alte instituții publice).

Structura datoriilor înregistrate în **„alte datorii”** se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creditori diverși	235.363.526	385.402.830
Clienți - creditori	671.823.612	834.707.577
Dividende de plată	622.177	133.613
Alte datorii pe termen scurt	407.236.982	139.765.068
Alte datorii pe termen lung	-	5.612.979
Total	1.315.046.297	1.365.622.067

- „Creditorii diverși”, în sumă de **235.363.526** la 31 decembrie 2025 (385.402.830 la 31 decembrie 2024), reprezintă, în principal:

- poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 204.964.019.

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- ✓ valoarea contribuției de colectat de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, valoarea supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și
- ✓ valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte;
- 26.240.031 contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET;
- 1.938.050 redevență trim IV 2025;

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- 1.219.294 garanții pentru participare la licitații, garanții de bună execuție și altele.
- “Clienții creditori”, la data de 31 decembrie 2025, sunt în sumă de **671.823.612** (834.707.577 la 31 decembrie 2024), din care 667.487.735 reprezintă sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling), SDAC (Single Day-ahead Coupling), FBMC (Flow Based Market Coupling) și IDA (Intra Day Auction), de la: BRM (411.669.338), IBEX (151.578.585), MAVIR (67.667.488), OPCOM (35.505.844) și JAO (1.066.480).
- La 31 decembrie 2025, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **622.177** (133.613 la 31 decembrie 2024). Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- ”Alte datorii pe termen scurt”, în sumă de **407.236.982**, (139.765.068 la 31 decembrie 2024) sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 372.524.477, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 34.403.493, și altele.

b) Provizioane

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, situația provizioanelor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Provizioane pentru litigii	23.860.498	23.950.036
Provizioane pentru contracte mandat	8.405.439	8.600.444
Alte provizioane	2.069	44.967
TOTAL	32.268.006	32.595.447

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	32.595.447	65.205.991
Recunoaștere provizion	151.896	8.753.703
Reluare provizion	(479.337)	(41.364.247)
Sold la sfârșitul perioadei	32.268.006	32.595.447

Provizioanele pentru litigii aflate în sold la 31.12.2025, în sumă de 23.860.498 (23.950.036 la 31 decembrie 2024), sunt reprezentate în principal de provizioanele constituite pentru următoarele litigii:

- *Dosarul nr. 36755/3/2018 – reclamant Conaid Company SRL (17.216.093)* – mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 28 – Angajamente și contingente.
- *Dosarul nr. 15561/3/2022 – reclamant SMART SA (4.467.108)* - mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 28 – Angajamente și contingente.
- *Dosarul nr. 3083/3/2020 - reclamant NUCLEARELECTRICA SA (1.472.785)*

În data de 26.06.2020, Nuclearelectrica a chemat în judecată Compania pentru plata sumei de 1.290.533 lei reprezenând dezechilibru negativ și 182.251 lei, dobândă legală.

După mai multe termene în care a fost amânată cauza (26.06.2020, 16.10.2020, 11.12.2020), din diverse motive, la termenul din 22.12.2020, Instanța a obligat Compania la plata către reclamantă a sumei de 1.290.533,156 lei, cu titlu de daune interese compensatorii, la plata actualizării acestei sume cu rata inflației de la data de 27.09.2018 și până la data plății efective, la plata sumei de 182.251,94 lei reprezentând dobândă legală penalizatoare calculată de la data de 27.09.2018 și până la data de 31.01.2020, precum și la plata în continuare a dobânzii legale penalizatoare, calculată de la data de 01.02.2020 și până la data plății efective. De asemenea, a obligat pârâta la plata către reclamantă a sumei de 23.441,66 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată, constând în taxă judiciară de timbru. A respins cererea pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată, ca neîntemeiată.

CNTEE Transelectrica SA a declarat apel. În ședința din data de 25.11.2021, Curtea de Apel București admite apelul.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Schimbă în parte sentința civilă apelată, în sensul că: Respinge ca neîntemeiată cererea de chemare în judecată. Menține dispoziția primei instanțe de respingere ca neîntemeiată a cererii pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată. Obligă intimata-reclamantă la plata către apelanta-pârâtă a sumei de 20.591,66 cu titlu de cheltuieli de judecată în apel.

Nuclearelectrica a declarat recurs, recurs ce s-a suspendat până la soluționarea acțiunii în anulare a ordinului. Termen 12.10.2022. În temeiul art. 413 alin. (1) pct. 1 C.proc.civ., suspendă judecata recursului declarat de recurenta-reclamantă SOCIETATEA NAȚIONALĂ NUCLEARELECTRICA S.A. împotriva deciziei civile nr. 1927/A/25.11.2021, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 2659/2/2020, aflat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție – Secția de Contencios Administrativ și Fiscal. Definitivă.

”Provizioanele pentru contracte de mandat”, în sumă de **8.405.439** la data de 31 decembrie 2025 (8.600.444 la 31 decembrie 2024), reprezintă remunerația reprezentând componenta variabilă, compensația de neconcurență și a celei aferentă indemnizațiilor fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului pentru membrii revocați ai Consiliului de Supraveghere/ Directorat, respectiv pentru mandatele 2020-2024.

17. IMPOZIT PE PROFIT

Impozitul pe profit pentru anii 2025 și 2024 se prezintă, după cum urmează:

	2025	2024
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	(24.553.153)	(41.886.084)
Cheltuiala/(Venitul) din impozitul amânat	29.626.998	41.227.733
Cheltuiala cu impozitul minim global – grup TEL	5.612.979	(5.612.979)
Total	10.686.824	(6.271.330)

Impozitul pe profit curent și amânat al Companiei pentru anii 2025 și 2024 este determinat la o rată statutară de 16%, fiind în vigoare în anul 2025 și în anul 2024.

În anul 2024 Compania a recunoscut un impozit minim global estimat aferent Grupului în sumă de 5.612.979, ca urmare a aplicării prevederilor *Legii nr. 431/2023 privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni*, impozit pentru care se impune obligația de declarare și plată până la data de 30.06.2026. În baza amendamentelor aduse standardului IAS 12 – ”Impozit pe profit”, Compania nu a recunoscut impozit amânat în legătură cu impozitul minim efectiv aferent grupului.

Ulterior, în anul 2025 pe baza clarificarilor suplimentare aduse Legii 431/2023, impozitul suplimentar național conform regulilor ODMTT se încadrează în prevederile Art. 53, astfel încât grupurile naționale de mari dimensiuni sau multinaționale aflate în faza inițială de activitate internațională beneficiază de o reducere la zero a impozitului în primii 5 ani din momentul intrării în domeniul de aplicare al legii. Astfel, în urma reanalizării situației, în contextul clarificarilor suplimentare aduse acestor prevederi legale și luând în considerare corespondența primită de la ANAF, s-a constatat că impozitul minim global aplicabil societății este redus la zero. Prin urmare, valoarea înregistrată în 2024 cu impozitul minim global a fost reversată în 2025, asigurând respectarea cadrului legal aplicabil, conformitatea contabilă și prezentarea fidelă a situației poziției financiare și a contului de profit și pierdere ale societății, la data întocmirii situației financiare.

Reconcilierea cotei efective de impozitare asupra impozitului pe profit:

	2025	2024
Impozit pe profit la rată statutară de 16%	60.602.459	101.347.740
Efectul cheltuielilor nedeductibile	18.921.574	27.142.506
Efectul veniturilor neimpozabile	(16.819.547)	(39.846.677)
Rezerva din reevaluare taxabilă	30.058.092	44.575.484
Profit reinvestit	(37.662.265)	(6.169.121)
Diferențe temporare	(29.626.998)	(41.227.733)
Impozitul minim global – grup TEL	(5.612.979)	5.612.979
Alte efecte	(30.547.160)	(85.163.848)
Total	(10.686.824)	6.271.330

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Tabelul de mișcare privind datoria cu impozitele amânate în 2025 și 2024 se prezintă, după cum urmează:

Elemente	Sold la 1 ianuarie 2024	Recunoscut în profit și pierdere	Recunoscut direct în AERG	Sold la 31 decembrie 2024	Recunoscut în profit și pierdere	Recunoscut direct în AERG	Sold la 31 decembrie 2025
Imobilizări corporale - durate de viață	42.143.564	863.848	-	43.007.412	22.486.391	-	65.493.803
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	275.476.683	(44.110.209)	-	231.366.474	(29.490.615)	-	201.875.858
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(6.236.507)	(1.310.180)	-	(7.546.687)	(813.322)	-	(8.360.009)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(12.044.339)	(2.089.334)	-	(14.133.673)	3.984.064	-	(10.149.609)
Estimat interconexiune	(5.760.000)	4.560.000	-	(1.200.000)	400.000	-	(800.000)
Provizioane pentru litigii	(3.936.162)	(323.048)	-	(4.259.210)	14.326	-	(4.244.884)
Ajustări stocuri	(2.056.709)	244.262	-	(1.812.447)	(606.373)	-	(2.418.820)
Estimări furnizori producție	(2.448.372)	936.937	-	(1.511.435)	924.380	-	(587.055)
Ajustări creanțe	-	-	-	-	(25.755.376)	-	(25.755.376)
Ajustări deprecierea imobilizărilor în curs	-	-	-	-	(475.375)	-	(475.375)
Ajustări acțiuni deținute la FORENERG	-	-	-	-	(295.098)	-	(295.098)
Impozit (activ)/datorie	285.138.158	(41.227.724)	-	243.910.434	(29.626.998)	-	214.283.435

Impozitul amânat este constituit din:

	Activ		Datorie		Net	
	31-dec-25	31-dec-24	31-dec-25	31-dec-24	31-dec-25	31-dec-24
Imobilizări corporale - durate de viață	(4.391.910)	(50.101.103)	69.885.713	93.108.515	65.493.803	43.007.412
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	(29.490.615)	(44.110.209)	231.366.474	275.476.683	201.875.858	231.366.474
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(1.183.292)	(9.179.041)	(7.176.716)	1.632.354	(8.360.009)	(7.546.687)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(10.149.610)	(14.133.673)	-	-	(10.149.610)	(14.133.673)
Estimat interconexiune	(800.000)	(1.200.000)	-	-	(800.000)	(1.200.000)
Provizioane pentru litigii	(4.244.884)	(4.259.210)	-	-	(4.244.884)	(4.259.210)
Ajustări stocuri	(2.418.820)	(1.812.447)	-	-	(2.418.820)	(1.812.447)
Estimări furnizori producție	(587.055)	(1.511.435)	-	-	(587.055)	(1.511.435)
Ajustări creanțe	(25.755.376)	-	-	-	(25.755.376)	-
Ajustări deprecierea imobilizărilor în curs	(475.375)	-	-	-	(475.375)	-
Ajustări acțiuni deținute la FORENERG	(295.098)	-	-	-	(295.098)	-
Impozit net (activ)/datorie	(79.792.037)	(126.307.118)	294.075.471	370.217.552	214.283.435	243.910.434

18. REZULTATUL PE ACȚIUNE

La 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024, rezultatul pe acțiune este:

	2025	2024
Rezultatul exercițiului financiar	359.825.194	585.924.311
Numărul de acțiuni ordinare la începutul și sfârșitul perioadei	73.303.142	73.303.142
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	4,909	7,993

19. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	11.753.903	14.303.638
Impozit pe salarii	2.117.428	2.861.321
Alte impozite de plată	1.226.934	1.266.791
Total	15.098.265	18.431.750

La 31 decembrie 2025, Compania înregistrează obligații de plată pentru contribuțiile la fondurile de asigurări sociale, impozit pe salarii și alte impozite, obligații care au fost achitate în luna ianuarie 2026 (mai puțin suma de 17.326 lei ce reprezintă contribuție asiguratorie de muncă aferentă concediilor de odihnă neefectuate).

20. VENITURI DIN EXPLOATARE

Veniturile din exploatare cuprind veniturile realizate din prestarea de către Companie, pe piața de energie electrică, a serviciilor de transport și de sistem, alocarea capacității de interconexiune, servicii de operare a pieței de echilibrare și alte venituri.

În ceea ce privește momentul recunoașterii veniturilor, serviciile aferente pieței de energie, prestate de către Companie sunt transferate clientului în timp, iar termenele de plată sunt în concordanță cu prevederile contractuale, nu există nicio componentă financiară semnificativă, ținând cont că data scadentă este mai mică de un an. De asemenea, contractele cu clienții conform IFRS 15 nu conțin elemente variabile.

Tarifele aprobate de ANRE pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif mediu pentru serviciul de transport	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 60/26.08.2025 pentru perioada 01 septembrie – 31 decembrie 2025	-	-	-	12,79
Ordin nr. 21/27.05.2025 pentru perioada 01 iunie – 31 august 2025	-	-	-	7,04
Ordin nr. 99/20.12.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 31 decembrie 2025	3,29	33,03	-	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 septembrie 2024 – 31 mai 2025	-	-	-	11,51
Ordin nr. 15/29.05.2024 pentru perioada 01 iunie – 31 august 2024	-	-	-	12,84
Ordin nr. 116/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2024	-	-	-	9,17

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif mediu pentru serviciul de transport	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 109/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 decembrie 2024	-	-	31,67	-

Începând cu 01 ianuarie 2025, ANRE aprobă tariful pentru serviciul de transport numai pe cele două componente: tariful de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și tariful pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL), conform Ordinului ANRE nr. 99/20.12.2024.

Modificarea valorii tarifului pentru serviciul de sistem de la 01 septembrie 2025 prin Ordinul ANRE nr. 60/26.08.2025 a fost determinată de aplicarea mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza aprobării tarifului intrat în vigoare la data de 01 iunie 2025 (Ordinul ANRE nr. 21/27.05.2025), în conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE.

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor la care s-au aplicat tarifele pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică se prezintă, astfel:

	2025	2024
Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor (MWh)	51.730.518	51.824.802

Veniturile din exploatare realizate în anii 2025 și 2024 se prezintă, astfel:

	2025	2024
Venituri din serviciul de transport	1.854.502.814	1.619.446.488
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	337.164.962	282.079.876
Venituri din energia reactivă	1.868.037	1.659.786
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	23.884.369	25.790.184
Venituri din tranzacții CPT	45.834.378	95.480.511
Venituri din serviciul de transport – total	2.263.254.560	2.024.456.845
Venituri din servicii de sistem	564.253.442	571.077.743
Venituri din ajutoare de avarie	9.533.040	62.199.139
Venituri din servicii de sistem – total	573.786.482	633.276.882
Venituri pe piața de echilibrare	2.676.210.810	4.965.724.579
Venituri din alte prestații și alte venituri din exploatare	59.145.466	153.974.422
Venituri din capitalizarea CPT	924.241	102.019.913
Alte venituri - total	60.069.707	255.994.335
Total venituri din exploatare	5.573.321.559	7.879.452.641

Prezentăm situația clienților care au realizat venituri mai mari de 10% din veniturile prestate pe piața de energie electrică ale Companiei înregistrate în anul 2025, respectiv în anul 2024:

	2025	2024
CIGA ENERGY SA	1.010.477.956 18,33%	1.580.193.503 20,73%
ELECTRICA FURNIZARE SA	641.396.229 11,63%	1.129.433.445 14,82%
HIDROELECTRICA SA	634.306.255 11,51%	956.674.386 12,55%
CINTA ENERGY SA	471.726.624 8,56%	1.246.052.576 16,34%

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 235.056.326, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,18%, respectiv cu 94.284 MWh.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere în anul 2025 față de anul 2024 cu suma de 55.085.086, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Licitațiile pe granița România-Serbia, licitațiile pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria și cele pe termen scurt pe granițele cu Moldova și Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

În data de 8 iunie 2022, a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul a capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

Începând cu data de 27 octombrie 2021, granița România - Bulgaria a fost integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), capacitatea transfrontalieră dintre România și Bulgaria fiind alocată implicit.

Începând cu noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling). Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitațiile intrazilnice explicite sunt numai pe granițele cu Serbia și Moldova, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria). În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – “IDA” care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității tranzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței. În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 68/2024 și al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 *pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră*, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Extinderea cuplării piețelor are ca efect uniformizarea prețului energiei în Europa, acesta fiind și unul dintre obiectivele principale ale Regulamentului (UE) 2015/1222 „de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”.

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova. În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare.

Începând cu data de 01 iulie 2024, Ucraina a aderat la mecanismul ITC și nu a mai fost considerată țară perimetrică. Prin urmare, schimburile luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova.

Astfel, în anul 2025, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o scădere de 1.905.815 comparativ cu anul 2024, cu următoarele mențiuni:

- ✓ deși schimburile de energie cu țările perimetrice luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova, acestea au crescut de circa 2,4 ori (de la 1.040.652 MWh în 2024 la 2.512.948 MWh în 2025);
- ✓ valoarea tarifului pentru schimburile cu țările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, respectiv 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, față de 3 EUR/MWh în 2024;

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

✓ în mod excepțional, în anul 2024 au fost înregistrate venituri și din decontările lunare ale lunilor martie și mai

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT sunt obținute din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ, rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și, respectiv, din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare.

Aceste venituri au fost mai mici în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 49.646.133.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică au fost mai mari decât cele realizate în anul precedent, ca urmare a creșterii energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării, precum și a prețurilor crescute pe această piață față de 2024.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost semnificativ mai mici, având în vedere că CPT înregistrat în anul 2025 a fost mai mic decât în anul precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici și chiar negative pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o scădere în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 6.824.301, determinată atât de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), cât și de diminuarea cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,18%, respectiv cu 94.284 MWh.

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE, tariful aprobat pentru serviciile de sistem a fost modificat în cursul anului 2025 datorită aplicării mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza aprobării tarifului intrat în vigoare la data de 01 septembrie 2024.

Pentru activitatea de servicii de sistem cadrul de reglementare specific acestuia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității respective. Astfel, potrivit reglementărilor ANRE, surplusul/deficitul de venit față de costurile recunoscute rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-a înregistrat surplusul/deficitul respectiv. Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

Venituri din ajutoare de avarie

La solicitarea OTS vecini, în cursul anului 2025 au fost acordate ajutoare de avarie în sumă totală de 9.533.040, către Ucraina (lunile octombrie, decembrie), Republica Moldova (lunile octombrie, noiembrie, decembrie) și Serbia (luna martie), pentru asigurarea energiei necesare acoperirii consumului intern din aceste țări, pe fondul conflictelor armate de pe teritoriul Ucrainei, respectiv opririlor accidentale de grupuri din țările vecine etc. Aceste venituri au fost mai mici în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 52.666.099.

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o scădere semnificativă în anul 2025 față de anul 2024, cu suma de 2.289.513.769, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- evoluția producției centralelor aflate în perioada de probă;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală.

Venituri din capitalizarea consumului propriu tehnologic (CPT)

Potrivit art. III din OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 - 31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022, cu modificările și completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licență, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Astfel, la data de 31 decembrie 2025, Compania a înregistrat venituri din capitalizarea CPT în sumă de 924.241, reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 31 martie 2025.

21. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI ȘI DIN PIAȚA DE ECHILIBRARE

Cheltuielile pentru operarea sistemului și din piața de echilibrare realizate în anii 2025 și 2024 se prezintă, astfel:

	2025	2024
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	541.405.135	609.329.971
Cheltuieli cu congestiile	-	107.222
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET și RED	38.508.276	45.849.658
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	17.442.815	12.840.055
Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)	43.474.485	47.485.600
Total cheltuieli operaționale	640.830.711	715.612.506
Cheltuieli privind serviciile de sistem	705.984.678	523.611.184
Cheltuieli privind piața de echilibrare	2.676.253.669	4.965.535.185
Total cheltuieli	4.023.069.058	6.204.758.875

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

Acestea reprezintă cheltuieli cu achiziția de energie electrică de pe piața liberă de energie electrică, respectiv Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața de Echilibrare (PE) și Piața Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) în rețeaua electrică de transport (RET).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mici cu suma de 67.924.836 în anul 2025 comparativ cu anul 2024, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- ✓ datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică, la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- ✓ ca urmare a condițiilor meteorologice și a fluxurilor pe liniile de interconexiune, valoarea CPT înregistrată în anul 2025 a fost mai mică decât cea înregistrată în anul precedent;
- ✓ eliminarea mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) cu preț reglementat de la 1 aprilie 2024, precum și eliminarea schemelor de plafonare a prețurilor la energie electrică și gaze începând cu 1 iulie 2025 au condus la creșteri ale prețului pe piețele pe termen scurt;
- ✓ creșterea prețurilor de pe piața europeană de energie, reducerea capacităților interne pe bază de combustibili convenționali și dependența de producția volatilă din regenerabile crește dependența de importuri în perioadele de cerere ridicată și astfel prețul pe piața spot. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU în anul 2025 a fost mai mare față de prețul din anul anterior;
- ✓ prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână;
- ✓ începând cu data de 1 iulie 2024 au intrat în vigoare o serie de modificări ale Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, în conformitate cu cerințele codurilor Europene, care au condus la prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare. Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, putând varia foarte mult, dar situându-se totuși sub valorile maxime din anul 2024. Consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost mai mic față de anul anterior, conducând la costuri rezultate din acoperirea dezechilibrelor de energie pe această piață mai mici față de anul 2024.

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET și RED

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu 7.341.382 în anul 2025 comparativ cu anul 2024.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În anul 2025 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 17.442.815, mai mari cu 4.602.760 comparativ cu anul 2024. Prin deciziile ANRE nr. 2780/20.12.2024 și nr. 2781/20.12.2024, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2025, pentru societățile Rețele Electrice România S.A. și Distribuție Energie Oltenia S.A.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din țările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În anul 2025, aceste cheltuieli au fost mai mici cu 4.011.115 față de anul 2024.

Factorii care influențează valorile costurilor/veniturilor cu mecanismul ITC sunt schimburile de energie electrică – import, export, tranzit pe liniile de interconexiune ale SEN, corelate cu fluxurile de energie electrică tranzitate la nivelul tuturor țărilor participante la mecanism.

Cheltuieli privind serviciile de sistem (capacitatea de echilibrare)

Cheltuielile privind serviciile de sistem au înregistrat o creștere semnificativă în anul 2025 comparativ cu anul 2024 în sumă de 182.373.494.

Achiziția capacității de echilibrare se efectuează în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, cu modificările și completările ulterioare.

În anul 2025, CNTEE Transelectrica SA a contractat Energia Reactivă de la Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA., conform:

- deciziei ANRE nr. 2281/29.10.2024 privind acordarea derogării pentru operatorul de transport și de sistem la achiziționarea pe bază de piață a serviciului energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în rețea;
- hotărârii CNTEE Transelectrica SA nr. 218/12.12.2024 prin care au fost aprobate prețurile maxime pentru achiziționarea serviciului de sistem energie reactivă aferent reglajului tensiunii în rețeaua electrică de transport;
- realizărilor confirmate de Dispeceratul Energetic Național.

Precizăm faptul că în concordanță cu tendința constatată pe piața de echilibrare s-a manifestat o creștere accentuată a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere începând cu luna mai 2025. Dacă în primele cinci luni ale anului prețurile medii au oscilat între 15 și 23 lei/hMW, în luna iunie 2025 s-a înregistrat o explozie a valorilor, cu o medie generală de peste 108 lei/hMW. Această creștere nu este justificată nici de modificări semnificative ale cererii sau ofertei, nici de factori tehnici obiectivi, ci reprezintă o modificare bruscă și unilaterală a comportamentului de ofertare al unui grup restrâns de participanți. Ofertele transmise de anumiți producători în luna iunie 2025 au atins valori cuprinse între 100 și 999 lei/hMW, cu prețuri repetate de 500, 700 și chiar 999 lei/hMW. Producători precum CE Oltenia, Electrocentrale Craiova, BEPCO, INGKA Investments Renewable Energy România și True Energy Management au avut un comportament complet divergent față de celelalte luni, în care aceiași ofertanți existenți în piață aveau prețuri în jurul valorii de 15 lei/hMW.

De asemenea, începând din luna septembrie 2025 până în luna decembrie 2025 s-a manifestat o reducere abruptă a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere de la 213,11 lei/hMW la 4,69 lei/hMW. Această reducere este justificată de redimensionarea rezervelor la nivelul DEN și de comportamentul de ofertare al participanților la piață.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în anul 2025, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRfa la creștere și reducere de putere și un trend de creștere al prețului de achiziție pentru RRfm la reducere de putere în perioada mai 2025 – august 2025, respectiv un trend de reducere abruptă a prețului de achiziție pentru RRfm la reducere de putere în perioada septembrie 2025 – decembrie 2025:

- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRfa la creștere – 60,54 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 33,34 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRfa la reducere – 62,76 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 23,05 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRfm la creștere – 36,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 37,54 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRfm la reducere – 32,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 137,11 lei/hMW.

Cheltuieli privind piața de echilibrare

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în anul 2025, în sumă de 2.676.253.669, au fost semnificativ mai mici, respectiv cu suma de 2.289.281.516, față de cele realizate în anul 2024. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață și sunt influențate semnificativ de evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național, contextul european de evoluție al pieței de energie electrică și modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

22. AMORTIZARE

	2025	2024
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	289.423.244	274.032.304
Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar	90.995.027	74.478.538
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	8.382.194	7.952.240
Total	388.800.465	356.463.082

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de 289.423.244, mai mari cu 15.390.940 comparativ cu anul 2024, reprezintă amortizarea înregistrată în anul 2025, calculată la valoarea justă a activelor la 31 decembrie 2024, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar în sumă de 90.995.027, mai mari cu 16.516.489 comparativ cu anul 2024, au fost înregistrate în conformitate cu prevederile OMF nr. 3900/2022 privind aprobarea precizărilor contabile în aplicarea prevederilor art. III din OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei.

Potrivit art. III din OUG nr. 119/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022 cu modificările și completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licență, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale recunoscute conform IFRS 16 în sumă de 8.382.194 au fost mai mari cu 429.954 față de anul 2024 (Compania își desfășoară parțial activitatea în spații de birouri închiriate). Potrivit IFRS 16 – Contracte de leasing, se recunoaște dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum din str. Olteni nr. 2-4, ca activ evaluat la nivelul chiriei de achitat până la finele contractului de închiriere. Activul recunoscut conform IFRS 16 se amortizează la nivelul chiriei lunare și se înregistrează în cadrul indicatorului „cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale”.

23. CHELTUIELI CU PERSONALUL

i) Cheltuieli cu personalul

	2025	2024
Cheltuieli cu salariile personalului	341.526.630	333.121.835
Cheltuieli sociale	15.734.063	16.006.744
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaților	16.126.835	16.326.960
Cheltuieli aferente contractului de mandat și a altor comitete, comisii	5.607.269	5.029.337
Cheltuieli privind asigurările și protecția socială	34.893.813	28.015.406
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale și asimilate	(1.412.527)	(25.344.985)
Alte cheltuieli	(46.410)	(7.944)
Total	412.429.673	373.147.353

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în anul 2025 înregistrează o creștere în sumă de 39.282.320 comparativ cu anul 2024 determinată, în principal, de:

- creșterea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu salariile personalului, cheltuieli aferente contractelor de mandat, cheltuieli privind asigurările și protecția socială potrivit prevederilor legale aplicabile;
- actualizarea provizioanelor constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații în baza contractelor de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024 (conform calculului actuarial);

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- reluarea la venituri a unei părți din provizioanele constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând componenta variabilă aferentă pachetelor de OAVT-uri alocate și nevalorificate pe perioada mandatelor executate în perioada 2013-2017 și compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024, concomitent cu plățile efectuate în baza sentințelor judecătorești executorii, primite de Companie;
- actualizarea provizionului pentru obligațiile privind beneficiile angajaților (conform calculului actuarial).

ii) Numărul de salariați

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, numărul efectiv al angajaților cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă, astfel:

	2025	2024
Număr salariați	2.018	2.026

24. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	2025	2024
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	141.335.189	132.277.544
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	863.943	927.027
Cheltuieli cu redevențele și chiriile	7.916.330	6.967.272
Cheltuieli (nete) de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante	-	(17.340.182)
Alte cheltuieli, din care:	106.953.508	106.025.417
- pierderi din creanțe și debitori diverși	-	3.043.161
- cheltuieli (nete) privind provizioanele constituite pentru alte cheltuieli de exploatare	-	1.119.289
- cheltuieli (nete) privind ajustările pentru deprecierea imobilizărilor	-	9.383
- cheltuieli privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate (taxa ANRE, impozit pe monopol natural, tarif monitorizare AMEPIP, impozit pe construcții speciale, alte impozite și taxe locale)	49.503.026	22.950.616
- alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal	7.276.990	1.540.293
- cheltuieli privind compensații în baza contractelor de mandat/OAVT-uri cf. decizie instanță	956.394	16.798.374
- cheltuieli privind valorificări deșeuri	8.850.431	18.313.005
- cheltuieli privind cotizațiile internaționale	7.994.282	7.564.625
- cheltuieli cu deplasările interne și externe	7.425.075	7.954.500
- cheltuieli privind consumul administrativ de energie	5.134.396	5.543.402
- cheltuieli cu sponsorizarea	4.785.051	5.501.600
- alte cheltuieli de exploatare	15.027.863	15.687.169
Total	257.068.970	228.857.078

În anul 2025 Compania a considerat reclasificarea unor elemente de cheltuieli prezentate în anul 2024 la categoria "Alte cheltuieli de exploatare", după cum urmează:

- cheltuieli (nete) de exploatare privind ajustările pentru deprecierea creanțelor și pierderi (nete) din creanțe și debitori diverși au fost mapate la o categorie nouă denumită **Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor**;
- cheltuieli (nete) privind provizioanele constituite pentru alte cheltuieli de exploatare, cheltuieli (nete) privind ajustările pentru deprecierea imobilizărilor și cheltuieli (nete) din vânzarea imobilizărilor corporale au fost mapate la o categorie nouă denumită **Alte câștiguri sau pierderi**;
- cheltuieli (nete) de exploatare privind ajustările pentru deprecierea stocurilor au fost mapate la categoria **Cheltuieli cu materiale și consumabile**.

Aceste cheltuieli au înregistrat în anul 2025 o creștere în sumă de 28.211.892 comparativ cu anul 2024, determinată, în principal, de variația unor elemente de cheltuieli, cum ar fi:

- creșterea cheltuielilor privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate, prin introducerea în anul 2025 a impozitului pe construcții, în conformitate cu prevederile OUG nr. 156/2024 privind unele măsuri fiscal-bugetare în domeniul cheltuielilor publice pentru fundamentarea bugetului consolidat pe anul 2025, pentru modificarea și completarea unor acte normative, precum și pentru prorogarea unor termene;
- creșterea altor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu protecția civilă și paza, cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu mentenanța Teletrans, cheltuieli cu primele de asigurare, cheltuieli privind cotizațiile internaționale etc.;

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- creșterea cheltuielilor cu redevențele și chiriile, din care în anul 2025 s-au înregistrat cheltuieli cu redevență în sumă de 7.513.549, mai mari cu 932.601 comparativ cu anul 2024;
- recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei a trei ieșiri din imobilizări corporale în curs de execuție, așa cum au fost prezentate în Nota nr. 5 „Imobilizări corporale”;
- diminuarea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli privind valorificarea deșeurilor rezultate în urma efectuării lucrărilor de mentenanță/retehnologizări/modernizări stații, cheltuieli privind consumul administrativ de energie, cheltuieli cu deplasările, cheltuieli cu pregătirea personalului etc.;
- diminuarea cheltuielilor privind OAVT-urile plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță (bonusul de performanță aferent Certificatelor OAVT acordate foștilor membri executivi și neexecutivi și nevalorificate, remunerare conform contractelor de mandat încheiate în perioada 2013 – 2017) și a cheltuielilor plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță acordate foștilor membri executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024.

Cheltuielile cu chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaștere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spații) și sunt recunoscute în contul de profit și pierdere. Din totalul cheltuielilor cu chiriile, valoarea redevenței este de 7.513.549 pentru anul 2025 și 6.580.948 pentru anul 2024.

Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevența se plătește trimestrial și se înregistrează lunar cheltuiala cu redevența.

O creștere cu 10% a veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice ar fi reprezentat o creștere a cheltuielilor cu redevența cu 751.355 pentru anul 2025 și cu 658.095 pentru anul 2024.

25. ALTE CÂȘTIGURI SAU PIERDERI DIN EXPLOATARE

	2025	2024
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	538.800	-
(Câștiguri) / Pierderi deprecieri imobilizări corporale	(7.226.984)	-
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	769.070	-
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(2.301.994)	-
Total	(8.221.108)	-

În anul 2025 Compania a considerat reclasificarea unor elemente de cheltuieli prezentate în anul 2024 la categoria ”Alte cheltuieli de exploatare” și ”Rezultat financiar net”, prin introducerea unei noi categorii denumită ”Alte câștiguri sau pierderi”.

Pentru comparabilitatea celor doi ani, **prezentăm informativ** în tabelul de mai jos Nota de ”Alte câștiguri sau pierderi” modificată pentru anul 2024, conform reclasificării din anul 2025:

	2025	2024
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	538.800	2.122.218
(Câștiguri) / Pierderi deprecieri imobilizări corporale	(7.226.984)	9.383
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	769.070	(88.854)
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(2.301.994)	1.119.289
Total	(8.221.108)	3.162.036

26. REZULTAT FINANCIAR NET

	2025	2024
Venituri din dobânzi	11.559.365	6.832.600
Venituri din diferențe de curs valutar	776.919	4.589.702
Alte venituri financiare	23.083.277	15.806.481
Total venituri financiare	35.419.561	27.228.783
Cheltuieli privind dobânzile	(5.539.287)	(7.200.049)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(1.977.333)	(6.577.347)
Alte cheltuieli financiare	-	-
Total cheltuieli financiare	(7.516.620)	(13.777.396)
Rezultatul financiar net	27.902.941	13.451.387

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

În anul 2025 Compania a considerat reclasificarea unor elemente de cheltuieli prezentate în anul 2024 la categoria "Rezultat financiar net", prin maparea diferențelor de curs valutar aferente activității operaționale la categoria nou introdusă denumită "**Alte câștiguri sau pierderi**" în sumă de 769.070, comparativ cu anul 2024 când diferențele de curs valutar aferente activității operaționale au fost în sumă de (88.854).

La data de 31 decembrie 2025, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de 27.902.941, mai mare cu 14.451.554 comparativ cu anul 2024, acesta fiind influențat, în principal, de dividendele încasate de la filialele OPCOM SA și TELETRANS SA, precum și de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

La 31 decembrie 2025, în valoarea totală de 5.539.287 (cheltuieli privind dobânzile), suma de 215.515 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, comparativ cu anul 2024 unde în valoarea totală de 7.200.049 (cheltuieli privind dobânzile), suma de 438.677 a reprezentat dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Cursul de schimb al monedei naționale înregistrat la 31 decembrie 2025 comparativ cu cel înregistrat la 31 decembrie 2024, se prezintă, astfel:

Moneda	31.12.2025	31.12.2024
Lei / Euro	5,0985	4,9741

27. CADRUL LEGISLATIV FISCAL

Cadrul legislativ-fiscal din România și implementarea sa în practică se modifică frecvent și face subiectul unor interpretări diferite din partea diverselor organe de control. Declarațiile de impozit pe profit și taxa pe valoare adăugată fac subiectul reviziei și corecțiilor autorităților fiscale, în general pe o perioadă de cinci ani după data completării lor. Conducerea consideră că a înregistrat în mod adecvat obligațiile fiscale în situațiile financiare. Totuși, persistă riscul ca autoritățile fiscale să adopte poziții diferite în legătură cu interpretarea acestor aspecte. Impactul acestora nu a putut fi determinat la această dată.

• Control ANAF

Începând cu data de 22 decembrie 2025, Compania face obiectul unei inspecții fiscale (ANAF – Direcția Regională a Finanțelor Publice Iași – Administrația Județeană a Finanțelor Publice Neamț) având ca obiect:

- verificarea legalității și conformității declarațiilor fiscale și/sau operațiunilor în legătură cu stabilirea bazelor de impozitare și a obligațiilor fiscale principale privind:

a) taxa pe valoare adăugată în perioada 01.01.2019 – 31.12.2023;

b) impozit pe profit în perioada 01.01.2019 – 31.12.2023.

- verificarea respectării prevederilor fiscale și contabile;

- verificarea altor aspecte relevante pentru impozitare.

La data întocmirii prezentor situații financiare, inspecția fiscală este în desfășurare nefiind emis un raport de inspecție fiscală și nici o decizie de impunere.

Conducerea Companiei consideră că obligațiile fiscale au fost calculate și declarate în conformitate cu prevederile legislației fiscale în vigoare. Pe baza informațiilor disponibile la data întocmirii situațiilor financiare, nu au fost identificate ajustări care să conducă la înregistrarea unui provizion pentru riscuri și cheltuieli.

În eventualitatea în care, în urma finalizării inspecției fiscale, autoritățile fiscale vor stabili diferențe suplimentare de plată, acestea vor fi recunoscute în situațiile financiare ale exercițiului în care vor deveni certe și cunoscute.

28. ANGAJAMENTE ȘI CONTINGENTE

a) Angajamente

La 31 decembrie 2025, Compania avea angajamente în valoare de **2.484.362.246** (1.391.497.534 la 31 decembrie 2024) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și rețehnologizarea rețelei de transport.

b) Terenuri utilizate de Companie

Conform politicii Companiei, situațiile financiare includ doar valoarea terenurilor pentru care s-au obținut certificate de atestare a dreptului de proprietate la data situațiilor financiare.

Potrivit Legii nr. 99/1999, în cazul în care Compania obține certificatul de atestare a dreptului de proprietate pentru un teren după momentul privatizării, terenul va fi considerat aport în natură al Statului român.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor a aprobat prin Hotărârea nr. 7/28.05.2020 majorarea de principiu a capitalului social al CNTEE Transelectrica SA cu aportul în natură reprezentat de valoarea unui număr de 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate și înaintarea către Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București și a propunerii de desemnare a JPA Audit și Consultanță SRL în calitatea de evaluator autorizat ANEVAR pentru evaluarea în condițiile legii a aportului în natură care face obiectul majorării capitalului social.

Ca urmare a validării de către ORCTB a propunerii Adunării generale a acționarilor privind expertul, JPA Audit și Consultanță SRL în calitate de evaluator autorizat ANEVAR a întocmit și comunicat Companiei *Raportul de evaluare nr. 21278/10.05.2019*, actualizat prin *Raportul de evaluare nr. 1158/10.01.2022* în care se stabilește valoarea justă a terenurilor la data de 30.09.2021.

Până la data de 31.12.2025 au existat opinii diferite asupra *aplicării/interpretării legislației incidente respectiv a legislației privatizării și a legislației pieței de capital*, iar CNTEE Transelectrica SA se află în imposibilitatea obiectivă de a majora capitalul social cu valoarea celor 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate și pentru care expertul JPA Audit și Consultanță SRL a stabilit o valoare justă.

c) Litigii în curs

Conducerea analizează periodic situația litigiilor în curs, iar în urma consultării cu reprezentanții săi legali decide necesitatea creării/anulării unor provizioane pentru sumele implicate sau a prezentării acestora în situațiile financiare.

Având în vedere informațiile existente, conducerea Companiei consideră că la data încheierii prezentelor situații, nu există litigii în curs semnificative, cu excepția următoarelor:

• REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE (RAAN)

Dosar: 9089/101/2013

Obiect dosar: faliment

Valoare în litigiu: 19.113.255 lei

Stadiu dosar: După mai multe amânări pentru continuarea procedurii falimentului, respectiv pentru încasarea creanțelor, valorificarea bunurilor, precum și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare, a fost fixat următorul termen de judecată în data de **25.03.2026**.

Pentru creanțele neincasate de la RAAN, Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.516.707 lei.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte 2 dosare aflate în diferite stadii de judecată, după cum urmează:

a) Dosar: 28460/3/2017

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta R.A.A.N. solicită obligarea subscrisei la plata sumei de 12.346.063 lei, reprezentând contravaloare bonus perioada noiembrie 2015-aprilie 2016 și regularizare bonus în valoare de 11.024.077 lei, precum și suma de 1.321.986 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal.

Valoare în litigiu: 12.346.063 lei.

Stadiu dosar: La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026, ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. Definitivă.

Suma de 12.346.063 lei a fost achitată de către Companie în mai 2024.

b) Dosar: 3694/3/2016

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta R.A.A.N. solicită obligarea subscrisei la plata sumei de 12.727.102 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500031 din 24.04.2015, seria SRTF nr. 1500033 din 22.05.2015, seria SRTF nr. 1500036 din 22.06.2015, seria SRTF nr. 1521311 din 23.07.2015, seria SRTF nr. 1500041 din 17.08.2015, seria SRTF nr. 1500045 din 23.09.2015, seria SRTF nr. 1521339 din 26.10.2015 și seria SRTF nr. 1521282 din 8.04.2015, precum și suma de 2.917.620 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500059 din 31.12.2015 și seria SRTF nr. 1500060 din 31.12.2015.

Valoare în litigiu: 15.698.722 lei

Stadiu dosar: În data de 03.06.2024, s-a admis apelul, s-a schimbat în tot sentința apelată, în sensul că: s-a admis cererea de chemare în judecată. A fost obligată pârâta să plătească reclamantei suma de 12.727.102, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.917.620, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturi serie SRTF, cu drept de recurs.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul din data de 16.10.2025, ICCJ respinge recursul declarat de recurenta-pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva deciziei civile nr. 898 A din 3 iunie 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. Definitivă.

Suma de 15.698.722 lei a fost achitată de Companie în iunie 2024.

• CURTEA DE CONTURI A ROMÂNIEI

În perioada septembrie 2023 – ianuarie 2025, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Tema auditului de conformitate a fost „*situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2020-*

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

2022” la CNTEE Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării misiunii de audit, Departamentul IV al Curții de Conturi a României a emis *Raportul de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025*, aprobate prin Hotărârea Plenului nr. 47/23.01.2025, prin care au fost stabilite un număr de 17 recomandări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (dosar nr. **5244/2/2025**) prin care a solicitat următoarele:

- anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- cheltuieli de judecată.

Dosar: 5244/2/2025

Obiect dosar: litigii Curtea de Conturi (Legea Nr. 94/1992), hotărârea nr. 47/23.01.2025

Stadiu dosar: La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecător Silvia Pavelescu, iar la termenul din 06.02.2026 instanța respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecător Pavelescu Silvia. Termen de judecată: **31.03.2026**.

• OPCOM

Dosar: 22567/3/2019

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta CNTEE Transelectrica SA a solicitat instanței ca prin hotărârea ce o va pronunța să dispună:

- obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloarea TVA-ului aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții “Electricity Market Project”;

- obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778 lei aferentă facturilor TEL 19 T00 nr. 17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019, reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

- obligarea părții OPCOM SA la plata cheltuielilor de judecată.

Valoare în litigiu: 5.811.238

Stadiu dosar: Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă.

Transelectrica a declarat apel. Soluția CAB conform Hotărâre nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată.

Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr. 1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou 22567/3/2019* cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 24.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. Definitivă.

Pentru sumele prezentate mai sus, Compania înregistrează ajustări pentru deprecierea creanțelor (debit principal și penalități aferente).

Dosar: 24242/3/2021

Obiect dosar: OPCOM solicită constatare nulitate act – aport în natură

Valoare în litigiu: Diminuare aport capital social de la 22.587.305 la suma de 2.316.143 lei. Micșorarea numărului de acțiuni deținute de Transelectrica la OPCOM.

Stadiu dosar: În data de 07.11.2023, soluția TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

OPCOM a declarat apel. La termenul de judecată din data de 13.03.2025 a fost respins apelul ca nefondat și a fost obligată reclamanta la plata către stat a sumei de 179.550 lei reprezentând taxa judiciară de timbru.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. Definitivă.

Dosar: 44380/3/2024

Obiect dosar: pretenții și încheiere act adițional, cval. servicii calculare drepturi de încasat și obligații de plată ale tranzacțiilor realizate de PRE si PPE plus dobândă legală

Valoare în litigiu: 2.914.065 lei ce reprezintă contravaloarea serviciilor prestate de către OPCOM în favoarea Transelectrica în temeiul Contractului nr. C 707/2022, pentru calcularea drepturilor de încasat și a obligațiilor de plată ale tranzacțiilor realizate de participanții la piața de echilibrare și ale dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea în perioada 01.01.2023 - 29.02.2023.

Stadiu dosar: La termenul din data de 13.01.2026, în vederea administrării probelor propuse, amână judecarea cauzei la data de 10.03.2026. La acest termen, instanța amână judecarea cauzei la data de **05.05.2026**.

La 31 decembrie 2025, Compania nu are înregistrat provizion pentru acest litigiu.

• CONAID COMPANY SRL

Dosar: 36755/3/2018

Obiect dosar: pretenții și constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012

Valoare în litigiu: 17.216.093 lei paguba suferită și 100.000 euro beneficiu nerealizat estimat

Stadiu dosar: Soluția TMB: Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescripție.

Conaid a declarat apel. Soluția CAB: Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. Definitivă.

Pentru suma de 17.216.093 lei, CNTEE Transelectrica SA a constituit provizion în anul 2019.

• MUNICIPIUL REȘIȚA

Dosar: 2494/115/2018* / 2494/115/2018**

Obiect dosar: pretenții sumă reprezentând chirii teren aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adaugă dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Valoare în litigiu: 17.038.127

Stadiu dosar: La termenul din 27.02.2025 instanța respinge excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica S.A. Califică excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. Respinge cererea de chemare în judecată formulată de pârâtul Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.

Municipiul Reșița a declarat apel. Termen fixat în data de **21.04.2026**.

• SMART SA

Dosar: 15561/3/2022

Obiect dosar: SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 4.467.108 lei, reprezentând cuantumul obligațiilor fiscale aferente veniturilor majorate ca urmare a majorării bazei de impozitare rezultată din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + cheltuieli de judecată.

Valoare în litigiu: 4.467.108 lei

Stadiu dosar: La termenul din 20.03.2025 instanța admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467.108 precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.193.869 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51.379 lei cu titlu de taxa de timbru și suma de 3.000 de lei cu titlu de onorariu de expert.

Transelectrica a declarat apel. La termenul din 20.02.2026 instanța amână judecarea cauzei cu acordul părților și acordă termen de judecată la data de **08.05.2026**, pentru ca intimata să ia la cunoștință notele de ședință depuse de către apelantă.

Pentru suma de 4.467.108 lei, CNTEE Transelectrica SA a constituit provizion în anul 2022.

• ALTELE

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Total Electric Oltenia SA, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Bacău, CET Govora, Nuclearelectrica, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Areco Power SRL Menarom PEC SA Galați, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, PET Communication, ISPE, Grand Voltage SRL, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy și alții).

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cu privire la contractele de mandat încheiate între Companie și aceștia. Pentru aceste litigii, Compania are constituit provizion.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

d) Garanții

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, garanțiile se prezintă, după cum urmează:

	2025	2024
Garanții acordate, din care:	316.013.930	537.109.169
- scrisori de garanție acordate – producție	124.601.771	157.285.826
- scrisori de garanție acordate – investiții	16.412.159	29.823.343
- alte garanții acordate	175.000.000	350.000.000
Garanții primite, din care:	1.130.452.523	821.958.681
- scrisori de garanție primite – producție	302.537.667	327.365.637
- scrisori de garanție primite – investiții	780.057.722	446.736.910
- alte garanții primite	47.857.134	47.856.134

Garanții acordate

Compania este obligată conform Licenței de funcționare nr. 161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, precum și a serviciilor de echilibrare a sistemului, acordată prin Decizia președintelui ANRE nr. 865/22.12.2000, cu modificările și completările ulterioare, să constituie și să mențină o garanție financiară de 1% din cifra de afaceri asociată activităților autorizate prin licență, aferente ultimului exercițiu încheiat, care să asigure prestarea cu continuitate a activităților ce fac obiectul licenței, cu luarea în considerare a riscurilor majore ce pot afecta aceste activități și care să acopere eventualele daune solicitate conform prevederilor contractuale încheiate. În vederea respectării acestei obligații, Compania a încheiat la data de 01.02.2022 un contract de credit cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în sumă de 23.268.228 cu valabilitate în perioada 01.01.2022-31.12.2022.

La data de 24.12.2024 a fost încheiat actul adițional nr. 3 la contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară prin care s-a diminuat valoarea plafonului la suma de 46.314.080 lei și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2025.

La data de 24.12.2025 a fost încheiat actul adițional nr. 4 la contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară prin care s-a majorat valoarea plafonului la suma de 76.390.930 lei și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2026.

Celelalte garanții acordate sunt reprezentate, în principal, de scrisori de garanție bancară emise pentru achiziționarea de energie electrică pentru acoperirea Consumului Propriu Technologic (CPT) de pe piețele centralizate administrate de OPCOM – Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale de energie electrică modalitatea de tranzacționare prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării (PCCB-LE-flex), modalitatea de tranzacționare prin negociere continuă (PCCB-NC), Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), Piața pentru Ziua Următoare (PZU) și Piața Intra-zilnică (PI), precum și angajamente/garanții acordate aferente contractelor de împrumut aflate în derulare pentru activitatea de investiții.

Alte garanții acordate reprezintă contractele cesionate pentru garantarea liniilor de credit contractate pentru schema de sprijin pentru cogenerare și pentru capital de lucru.

Garanții primite

Garanțiile primite sunt reprezentate, în principal, de scrisorile de garanție bancară de bună plată aferente contractelor încheiate pe piața de energie electrică, echilibrare, cogenerare de înaltă eficiență, de scrisorile de garanție de bună execuție, bună execuție aferente contractelor de investiții și alte garanții primite în cadrul contractelor finanțate din tariful de racordare.

e) Rezerve din reevaluare la 31 decembrie 2025

La 31 decembrie 2025, rezervele din reevaluare (nete de impozit) sunt în valoare de 1.404.145.417 (la 31 decembrie 2024 în sumă de 1.514.138.168).

Începând cu data de 1 mai 2009, rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004, care sunt deduse la calculul profitului impozabil prin intermediul amortizării fiscale sau al cheltuielilor privind activele cedate și/sau casate, se impozitează concomitent cu deducerea amortizării fiscale, respectiv la momentul scăderii din gestiune a acestor mijloace fixe, după caz.

Rezervele realizate sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii companiei inclusiv la folosirea acestora pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, a rezervelor menționate în paragraful anterior.

f) Tariful pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

Modelul de reglementare a tarifelor de transport aplicat în prezent în România este venit plafon (eng. "revenue cap").

Modelul presupune reglementarea venitului total permis operatorului rețelei de transport și include ca obiective asigurarea premiselor necesare operării eficiente a serviciului de transport și menținerii viabilității financiare a operatorului pentru remunerarea adecvată a finanțatorilor și menținerea accesului la finanțare.

Modelul conține mecanisme de stimulare a eficienței operaționale și un cadru de rentabilitate financiară bazat pe controlul investițiilor realizate de operator (baza activelor reglementate) și o rată de rentabilitate reglementată stabilită pe baza estimării costului mediu de finanțare al operatorului.

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (în prezent 5 ani), pe durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor¹ și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor. Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

În cadrul unei perioade de reglementare tarifele sunt revizuite cu frecvență anuală și rămân valabile pentru perioade de 12 luni de la data aprobării (ani tarifari).

Diferențele între valorile prognozate și cele efective ale parametrilor de calcul al tarifului pentru un anumit an tarifar sunt compensate prin intermediul unor corecții ex-post implementate în tarif în anii tarifari subsecvenți sau la începutul perioadei de reglementare imediat următoare.

În cazul anumitor componente specifice ale bazei de costuri reglementate ce se află sub incidența unor plafonări, depășirea nivelului prognozat al respectivelor costuri nu este compensată. De asemenea, în cazul anumitor componente de cost, economiile realizate sunt parțial reținute de Transelectrica.

Setul de parametri de calcul este aprobat de ANRE și include:

- costurile cu operarea curentă a serviciului: costuri de operare și mentenanță controlabile și necontrolabile, consumul propriu tehnologic, congestiile interne de rețea, costurile și veniturile aferente mecanismului de compensare financiară a tranzitelor de energie electrică în cadrul ENTSO-E;
- costurile cu dezvoltarea serviciului: investițiile planificate în rețeaua de transport, activele reglementate utilizate de Transelectrica în desfășurarea activității, programul de amortizare bazat pe durate de funcționare reglementate, rentabilitatea capitalului investit stabilită pe baza unei rate de rentabilitate reglementată aplicată bazei activelor reglementate;
- cantitatea de energie electrică tarificabilă, prețul energiei reactive.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie electrică activă introduse/extrase din rețelele electrice publice de pe teritoriul României, cu excepția importurilor/ exporturilor.

Transelectrica percepe tarif de transport pentru injecția în rețelele electrice publice (componenta tarifară TG) și pentru extracția din rețelele electrice publice (componenta tarifară TL).

TG nu se aplică la energia electrică produsă de centralele electrice cu capacitate instalată mică, de până la 5 MW. De asemenea, TG nu se aplică la energia electrică importată. TL nu se aplică la energia electrică exportată.

D) Tarifele de transport aplicate în anul 2025

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 99/2024, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, conform tabelului de mai jos:

Transportul energiei electrice*	u.m.	Tarif aplicat în anul 2024	Tarif în vigoare de la 1 ianuarie 2025 conform Ordin ANRE nr. 99/ 20.12.2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(4)/(3)
T _G (componenta de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,82	3,29	-13,87%
T _L (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	27,72	33,03	19.16%

*Notă: Începând cu data de 1 ianuarie 2025, s-a eliminat noțiunea de "tarif mediu de transport". Până la data de 1 ianuarie 2025, ANRE aproba o valoare medie a tarifului de transport și valorile tarifelor de injecție în rețea T_G (tarif plătit de producători) și de extracție din rețea T_L (tarif plătit de consumatori). În derularea contractelor de transport se aplică doar tarifele T_G și T_L. Tarifal mediu de transport avea doar o valoare indicativă și reprezenta un indicator al evoluției în timp a tarifului de transport în ansamblul acestuia indiferent de modul de alocare a costurilor pe cele două tarife TG și TL.

Componentele tarifare ce alcătuiesc tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, sunt prezentate în tabelele de mai jos:

¹ Metodologia aplicată în prezent este cea aprobată prin ordinul ANRE nr. 68/2024 cu modificările și completările ulterioare.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)**Componente tarifare - Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)*

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G)	3,29	2,84	0,45

*Componente tarifare - Tarif de extracție a energiei electrice din rețeaua de transport (TL)***II) Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în anul 2025**

Prin Ordinele ANRE nr. 57/2024, nr. 21/2025 și nr. 60/2025 s-au aprobat tarifele pentru achiziția serviciilor de sistem practicate de CNTEE Transelectrica SA valabile în anul 2025, conform tabelului de mai jos:

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif în vigoare	Diferență (%)
Ordin nr. 57/2024 (1 ianuarie - 31 mai)	Lei/MWh	11,51	-
Ordin nr. 21/2025 (1 iunie – 31 august)	Lei/MWh	7,04	-38,81%
Ordin nr. 60/2025 (1 septembrie – 31 decembrie)	Lei/MWh	12,79	+81,69%

Ajustările în sens negativ și pozitiv ale tarifului începând cu data de 1 iunie 2025, respectiv 1 septembrie 2025, s-au efectuat în baza îndeplinirii prevederilor Art.22 și Art.23 din cadrul Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 116/2022.

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat non CPT (CT_non CPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (T_L)	33,03	24,01	7,73	1,29

g) Contingente

La 31 decembrie 2025, **datoriile contingente** sunt în valoare de 49.219.313 lei. Acestea sunt aferente unor litigii ce au ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare în urma creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contracte de investiții.

Toate valorile din dosarele care au ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare solicitate de către reclamanți și care fac obiectul unor contracte de execuție lucrări, se vor reflecta în valoarea investițiilor, dacă acestea vor fi soluționate în instanță și facturate de către partenerii respectivi, cu excepția cheltuielilor de judecată și a penalităților stabilite de instanță.

29. PĂRȚI AFILIATE**i) Filiale deținute de Companie**

Entitatea	Țara de origine	31 decembrie 2025 % din acțiuni	31 decembrie 2024 % din acțiuni
SMART SA	România	100	100
TELETRANS SA	România	100	100
ICEMENERG SA *)	România	-	-
OPCOM SA	România	97,84	97,84
FORMENERG SA ***)	România	-	100
ICEMENERG SERVICE SA **)	România	-	-

Valoarea netă a acțiunilor deținute de Companie la filialele sale este de 76.194.380 la 31 decembrie 2025 și 78.038.750 la 31 decembrie 2024. Diminuarea acestora este datorată fuziunii prin absorbție a societății TELETRANS SA (în calitate de societate absorbantă) cu societatea FORMENERG SA (în calitate de societate absorbită), ambele societăți fiind filialele Companiei.

Valoarea brută a participațiilor Companiei în filialele sale se prezintă, după cum urmează:

- SMART SA**

Societatea SMART SA cu sediul social în B-dul Magheru, nr. 33, sector 1, București și cu sediul central la punctul de lucru din B-dul Gheorghe Șincai, nr. 3, Clădirea "Formenerg", et. 1, sector 4, București, ce are ca obiect principal de activitate efectuarea lucrărilor de mentenanță pentru sistemul de transport-dispecer, a fost înființată prin HG nr. 710/19.07.2001 la data de 1 noiembrie 2001.

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor S Smart SA a aprobat cu Hotărârea nr. 14/10.12.2014 majorarea de capital a S Smart SA prin aport în natură cu valoarea terenurilor pentru care s-a obținut certificat de atestare a dreptului de proprietate.

În data de 30.12.2014, Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București a soluționat cererea de înregistrare a majorării de capital social a S Smart SA.

Începând cu data de 25.01.2016, a fost operată la Oficiul Național al Registrului Comerțului modificarea privind structura acționariatului la S Smart SA, respectiv mențiunea referitoare la administrarea portofoliului statului, modificare impusă, potrivit art. 10 din OUG nr. 86/2014, modificată și actualizată.

Astfel, la 31 decembrie 2025, capitalul social al S SMART SA este de 38.528.600, împărțit în 3.852.860 de acțiuni nominative, fiecare acțiune având valoarea de 10 lei, subscris și vărsat integral de Companie.

- TELETRANS SA**

Societatea TELETRANS SA cu sediul social în Bdul Hristo-Botev, nr. 16 – 18, sector 3, București și cu sediul central la punctul de lucru din strada Stelea Spătarul, nr. 12, sector 3, București are ca obiect principal de activitate serviciile de mentenanță informatică de proces și managerial, servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației în RET, telefonia, transmisiunile de date și a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 3/2002.

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre filiala Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită.

Ca efect al operațiunii de fuziune, la 31 decembrie 2025, capitalul social al Societății pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport „TELETRANS” S.A. este de 6.978.480 lei, împărțit în 697.848 de acțiuni nominative, fiecare acțiune în valoare de 10 lei. Structura capitalului social este următoarea: 1.908.070 lei în natură – reprezentând echivalentul a 190.807 acțiuni, 4.966.360 lei în numerar – reprezentând echivalentul a 496.636 acțiuni și 104.050 lei, reprezentând 10.405 acțiuni, rezultate din operațiunea de fuziune prin absorbție cu Societatea FORMENERG S.A..

- ICEMENERG SA**

Societatea Filiala Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice – ICEMENERG SA cu sediul social în B-dul Energeticienilor, nr. 8, sector 3, București are ca obiect principal de activitate cercetarea și dezvoltarea în științe fizice și naturale, inovare, studii, strategii de dezvoltare, activități de proiectare, urbanism, inginerie și alte servicii tehnice și a fost înființată prin HG nr. 1065/04.09.2003.

În evidența contabilă a Companiei, la 31 decembrie 2025, capitalul social al Filialei Icemenerg SA este de 1.083.450, subscris și vărsat integral.

*) În data de 07.04.2014, a fost admis de către Oficiul Național al Registrului Comerțului, dosarul cu numărul de înregistrare 121452/03.04.2014 având ca obiect radierea Filialei Institutul de Cercetari si Modernizari Energetice – ICEMENERG SA București. Prin Ordinul nr. 123/13.03.2014 (act de înmatriculare și autorizare a funcționarii), a fost înmatriculat la Registrul Comerțului "Institutul Național de Cercetare-Dezvoltare pentru Energie București" (HGR nr. 925/2010). Compania a formulat plângere împotriva rezoluției directorului ORC prin care s-a dispus înregistrarea în registrul comerțului a radierii Filialei ICEMENERG SA București.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Tribunalul București Secția a-VI-a Civilă, prin Sentința nr. 3569/14.07.2014 pronunțată în dosarul nr. 15483/3/2014, în care Compania s-a aflat în contradictoriu cu pârâții Filiala Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice "Icemenerg" S.A. București și Institutul Național de Cercetare-Dezvoltare pentru Energie-Icemenerg București, a respins plângerea Companiei, motivată de faptul că HG nr. 925/2010 nu a fost desfășurată până la momentul radierii la ORC. Curtea de Apel a comunicat în data de 24.02.2015 soluția pronunțată în dosarul nr. 15483/3/2014 și anume Decizia nr. 173/2015, prin care a respins apelul CNTEE Transelectrica SA ca nefondat, decizia fiind definitivă.

Împotriva Deciziei nr. 173/2015, pronunțată de Curtea de Apel București, Transelectrica SA a formulat contestație în anulare, care face obiectul dosarului nr. 1088/2/2015, aflat pe rolul Curții de Apel București - Secția a VI-a civilă, cu termen de judecată la data de 13.05.2015. În data de 13.05.2015, prin Decizia nr. 777/2015, Curtea de Apel București a respins contestația în anulare ca nefondată, decizia fiind definitivă.

Compania a înregistrat în anul 2015 o ajustare de depreciere în sumă de 1.083.450 pentru acțiunile deținute la Filiala Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice – ICEMENERG SA București care a fost radiată.

În ședințele din data de 28.03.2016 și 30.08.2016, AGEA nu a aprobat reducerea capitalului social al CNTEE Transelectrica SA cu suma de 1.084.610, reprezentând capitalul social subscris și vărsat al Filialei ICEMENERG SA București, prin diminuarea participației Statului român la capitalul social al CNTEE Transelectrica SA, în aplicarea prevederilor HG nr. 925/2010.

• OPCOM SA

Societatea OPCOM SA cu sediul în Bdul Hristo Botev nr. 16-18, sector 3, București, cu personalitate juridică, are ca obiect principal de activitate organizarea, administrarea și supravegherea pieței de energie și a fost înființată prin HG nr. 627/2000.

La data de 13.02.2018, Adunarea generală extraordinară a Filialei OPCOM SA a aprobat majorarea capitalului social al Societății Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM SA ("OPCOM SA") cu suma de 678.790 lei prin aport în natură reprezentat de valoarea terenului pentru care societatea a obținut Certificatul de atestare a dreptului de proprietate asupra terenurilor seria M03 nr. 12899/27.02.2014, emis de Ministerul Economiei. Aportul în natură a fost evaluat de un expert evaluator desemnat de ONRC. În schimbul aportului în natură la capitalul social, societatea a emis către noul acționar Statul român prin Ministerul Economiei, care exercita de la data hotărârii AGEA atribuțiile de persoană implicată, un număr de 67.879 noi acțiuni nominative în valoare nominală de 10 lei fiecare.

În data de 20.03.2019, Oficiul Național al Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București a soluționat cererea de înregistrare a majorării de capital social a OPCOM SA.

La data de 31.12.2018, capitalul social reprezentat de majorarea cu aportul în natură al Companiei în sumă de 22.587.300 este înregistrat în situațiile financiare supuse aprobării AGA de către OPCOM, fiind prezentat drept capital social subscris și nevărsat integral.

La 31 decembrie 2025, capitalul social este de 31.366.090, din care 8.778.790 reprezintă capital social subscris și vărsat integral. Diferența de capital social în sumă de 22.587.300 este reprezentată de aportul în natură al Companiei, respectiv de imobilizări necorporale - "Bursa comercială de energie electrică OPCOM" și "Bursa regională de energie electrică OPCOM", finanțate din surse proprii ale Companiei și din fonduri ale BIRD și evaluat conform Raportului de evaluare nr. 786/15.03.2016 emis de către JPA Audit & Consultanță SRL.

La data de 31 decembrie 2025, capitalul social al OPCOM SA este de 31.366.090 lei, reprezentând un număr de 3.136.609 acțiuni nominative cu o valoare a acțiunii de 10 lei și o cotă de participare a CNTEE Transelectrica SA la beneficii și pierderi de 97,84%.

• FORMENERG SA

Societatea FORMENERG SA cu sediul în Bdul Gh.Șincai, nr. 3, sector 4, București, cu personalitate juridică, are ca obiect principal de activitate formarea profesională inițială și continuă în toate domeniile de activitate a personalului energetic, precum și a altor beneficiari și a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 33/2001.

*** În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre filiala Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită. Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, filiala Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către filiala Formenerg.

În urma fuziunii celor 2 filiale, titlurile de participare ale Transelectrica deținute la TELETRANS au crescut cu 104.050, concomitent cu diminuarea titlurilor de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.

Astfel, în evidența contabilă a Companiei, la 31 decembrie 2025, capitalul social este de 1.844.370, pentru care Compania a înregistrat o ajustare de depreciere de 100% pentru acțiunile deținute la FORMENERG care a fost radiată în data de 23.09.2025.

• ICEMENERG SERVICE SA

Prin HG nr. 2294/09.12.2004, s-a aprobat transferul pachetului de acțiuni deținut de Filiala "Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice - ICEMENERG" - S.A. București la Filiala "ICEMENERG-SERVICE" - S.A. București către Compania Națională de

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A.

Compania a înregistrat în anul 2016 o ajustare de depreciere în suma de 493.000 pentru acțiunile deținute la Filiala ICEMENERG SERVICE SA.

Capitalul social la 31 decembrie 2025 este de 493.000, subscris și vărsat integral.

**) La data de 09.06.2017, Tribunalul București, Secția a VII-a Civilă, a dispus intrarea în faliment prin procedura simplificată a debitorului Societatea Filiala ICEMENERG SERVICE – SA, desemnând în calitate de lichidator judiciar provizoriu pe Solvendi SPRL.

În data de 27.04.2021, Administratorul Special al Filialei ICEMENERG Service informează asupra faptului că în data de 23.04.2021, în urma licitației desfășurate, activele societății Filiala ICEMENERG Service SA, atât cele mobile cât și cele imobile au fost valorificate în bloc, cumpărător fiind Portland Trust Developements Five SRL.

În dosarul cu nr.18051/3/2017, conform Buletinului procedurilor de insolvență nr. 9152/26.05.2022, Tribunalul București – Secția a VII-a Civilă prin sentința civilă nr.2429 a aprobat raportul final al lichidatorului judiciar, iar în baza art.175 alin 2 din Legea nr.85/2014 privind procedurile de prevenire a insolvenței și de insolvență, a închis procedura insolvenței împotriva debitorului Societatea Filiala „Icemenerg-Service” SA prin radierea acesteia din Registrul Comerțului București.

ii) Părți afiliate – principalii indicatori economico-financiar realizati de Filialele Companiei la data de 31.12.2024

Principalii indicatori economico-financiar realizati de filialele Companiei la data de 31 decembrie 2024 (ultimul exercițiu financiar pentru care au fost aprobate situațiile financiare ale filialelor) se prezintă, astfel:

Denumire indicatori	SMART	TELETRANS	OPCOM	FORMENERG
Cifra de afaceri	105.927.103	64.185.093	62.569.910	1.281.696
Profit/(Pierdere) brut/(ă)	5.114.350	2.734.289	30.038.023	(1.375.805)
Capital social vărsat	38.528.600	6.874.430	31.366.090	1.948.420
Capital social nevărsat	-	-	-	-
Rezerve	21.837.744	17.726.682	13.110.828	250.164
Capitaluri proprii - total	142.360.647	31.930.707	74.821.887	18.532.827

iii) Părți afiliate – tranzacții cu Filiale deținute de Companie

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 soldurile cu filialele deținute de Companie sunt detaliate, astfel:

Entitatea afiliată	Creanțe comerciale *)		Datorii comerciale	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
SMART SA	470.699	344.243	27.076.744	20.272.899
TELETRANS SA	175.200	112.719	14.485.684	18.099.560
OPCOM SA	101.497.460	634.690.819	90.226.664	644.297.354
TOTAL	102.143.359	635.147.781	131.789.091	682.669.813

*) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

Tranzacțiile desfășurate în 2025 și 2024 cu filialele sale sunt detaliate, după cum urmează:

Entitatea afiliată	Vânzări		Achiziții	
	2025	2024	2025	2024
SMART SA	1.155.597	1.022.739	117.904.570	97.977.666
TELETRANS SA	1.945.304	1.851.144	55.151.178	54.324.106
FORMENERG SA	-	-	2.700	7.200
OPCOM SA	1.449.258.095	3.637.185.395	2.763.526.374	1.833.386.404
TOTAL	1.452.358.996	3.640.059.278	2.936.584.822	1.985.695.376

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

În cursul anului 2025, Compania a încasat dividende de la filiale în sumă de 23.010.725, detaliate astfel:

- TELETRANS - 902.361;
- OPCOM - 22.108.364.

Tipurile de tranzacții desfășurate în anul 2025 cu filialele:

- Teletrans SA - reprezintă prestări servicii de mentenanță a sistemelor de telecomunicații, informatică de proces, tehnologia informației și securitate cibernetică, respectiv servicii suport de realizare și operare a unor rețele de comunicații electronice în vederea exploatarei excedentului capacității de fibră optic;
- Smart SA- reprezintă execuții servicii de mentenanță, proiectare și lucrări de racordare la rețele electrice de interes public;
- Opcom –reprezintă tranzacții de vânzare-cumpărare de energie electrică.

iv) Părți afiliate – tranzacții cu alte companii aflate în proprietatea statului

Compania este o entitate cu capital majoritar de stat.

Valoarea tranzacțiilor Companiei cu entitățile controlate de Stat sau asupra cărora statul exercită o influență semnificativă reprezintă o parte semnificativă a vânzărilor și cumpărărilor înregistrate în anul încheiat la 31 decembrie 2025.

Achizițiile/vânzările și soldurile semnificative sunt în principal cu producători/furnizori de energie electrică unde statul este acționar majoritar, după cum urmează:

Furnizor	Achiziții (fără TVA)		Datorii comerciale (cu TVA)	
	2025	2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroelectrica	748.822.374	1.946.094.240	109.245.420	226.959.041
Complexul Energetic Oltenia	468.909.790	586.388.158	59.710.444	66.627.702
Electrocentrale București	281.529.088	261.776.064	56.726.125	23.470.481
Societate Electrocentrale Craiova	84.576.402	76.866.279	7.849.967	5.192.071
Thermoenergy Group SA	25.945.709	29.108.309	3.809.933	2.026.538
SNGN Romgaz SA	9.525.980	21.915.957	2.744.220	2.109.309
SCE Valea Jiului SA	8.525.502	11.750.796	1.869.172	1.130.545
Nuclearelectrica	256.878	24.366.786	30.413	7.320.698
Total	1.628.091.723	2.958.266.589	241.985.693	334.836.385

Client	Vânzări (fără TVA)		Creanțe comerciale*) (cu TVA)	
	2025	2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroelectrica	681.240.841	1.037.447.150	162.221.344	113.224.702
Complexul Energetic Oltenia	121.423.184	189.784.430	24.828.265	31.514.453
Nuclearelectrica	33.339.033	39.972.450	3.648.965	4.274.366
SNGN Romgaz SA.	16.380.444	32.580.543	3.292.556	3.566.400
Electrificare CFR SA	29.059.657	31.973.786	6.216.890	2.939.391
Electrocentrale București	20.558.659	17.715.394	4.155.386	3.899.966
SCE Valea Jiului SA	13.290.765	16.558.873	2.802.938	561.646
Societate Electrocentrale Craiova	6.664.525	4.581.090	473.088	798.679
Total	921.957.109	1.370.613.717	207.639.431	160.779.603

*) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

După cum este prezentat în Nota 1 ("Mediul legislativ"), activitățile Companiei sunt reglementate de ANRE. Totodată, cum este prezentat și în Nota 3 (b), în conformitate cu Contractul de concesiune, se plătește o redevență anuală, calculată ca 4/1000 din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice, prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului.

30. SALARIZAREA CONDUCERII COMPANIEI

Salariile plătite angajaților încadrați cu Contract individual de munca (CIM) în funcții de conducere pentru serviciile prestate sunt compuse în principal din salariul de bază, indemnizația de conducere, beneficii la terminarea contractului de muncă și post angajare, precum și componenta fixă și componenta variabilă pentru membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere.

Acestea sunt detaliate, după cum urmează:

	2025	2024
<u>Angajați cu CIM în funcții de conducere</u>		
Beneficii pe termen scurt	30.633.460	28.500.104
Alte beneficii pe termen lung	364.309	315.644
<u>Membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere</u>		
Componenta fixă – beneficii pe termen scurt	5.663.715	5.029.337
Componenta variabilă	-	-
Total	36.661.484	33.845.085
Beneficii contract mandat (chirie, transport)	326.871	138.487

Prin Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A din 28.02.2024, s-a aprobat numirea membrilor Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului de 4 ani, începând cu data de 01.03.2024 și până la data de 29.02.2028, precum și stabilirea remunerației.

Prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 39 din 30.09.2024, în conformitate cu prevederile art. 35 alin (4)-(8) și (11) din OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, ca urmare a finalizării procedurii de selecție a candidaților pentru ocuparea pozițiilor de membri ai Directoratului CNTEE Transelectrica SA, în temeiul art. 23 din Actul constitutiv, s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 03.10.2024 până la data de 29.02.2028 pe o perioadă de maxim patru ani, precum și stabilirea remunerației.

31. INSTRUMENTE FINANCIARE **Managementul riscului financiar**

Compania este expusă următoarelor riscuri care decurg din instrumentele financiare: riscul de piață (riscul de rată a dobânzii și riscul valutar), risc de creditare și risc de lichiditate. Managementul global al Companiei se axează asupra imprevizibilității pieței financiare și caută să minimizeze potențialele efecte adverse ale performanței financiare a Companiei. Riscul de piață este riscul care produce schimbări asupra prețurilor pieței, precum schimbul valutar și rata dobânzii ce vor afecta veniturile Companiei sau valoarea deținerilor de instrumente financiare.

Compania nu are angajamente formale pentru a combate riscurile financiare. Cu toate acestea, riscurile financiare sunt monitorizate la nivel de management, punându-se accent pe necesitățile Companiei de a compensa eficient oportunitățile și amenințările.

Aceasta notă prezintă informații cu privire la expunerea Companiei față de riscurile menționate mai sus, la obiectivele, politicile și procesele aferente măsurării și administrării riscurilor, cât și despre gestionarea capitalului de către Companie.

 Riscul de rată a dobânzii

Fluxurile de numerar operaționale ale Companiei sunt afectate de variațiile ratei dobânzilor, în principal ca urmare a împrumuturilor pe termen lung în valută contractate de la banci finanțatoare externe. Compania are împrumuturi pe termen lung cu dobândă fixă, care nu o pot expune la un risc de fluxuri de numerar.

La data bilanțului, raportul dintre instrumentele financiare cu rata de dobândă fixă și cele cu rata de dobândă variabilă ale Companiei este prezentat în continuare:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Instrumente financiare cu rata dobânzii fixă		
Datorii financiare	8.181.854	32.205.472
Instrumente financiare cu rata dobânzii variabilă		
Datorii financiare (ROBOR 1M)	172.641.645	-

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)***Analiza de sensibilitate a ratei dobânzii**

O depreciere cu -1,00% a ratei dobânzii pentru împrumuturile cu rate ale dobânzii variabile la data întocmirii situației poziției financiare ar fi crescut profitul brut al exercițiului financiar cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune ca toate celelalte variabile, în principal cursul de schimb valutar, rămân constante.

	Profit 2025	Profit 2024
Instrumente cu rată variabilă (-1%)	1.726.416	-
Total	1.726.416	-

O apreciere cu +1,00% a ratei dobânzii pentru împrumuturile cu rate ale dobânzii variabile la data întocmirii situației poziției financiare ar fi scăzut profitul brut al exercițiului financiar cu sumele indicate mai jos. Acesta analiză presupune ca toate celelalte variabile, în principal cursurile de schimb valutar, rămân constante.

	Pierdere 2025	Pierdere 2024
Instrumente cu rată variabilă (+1%)	(1.726.416)	-
Total	(1.726.416)	-

Riscul valutar

Compania poate fi expusă fluctuațiilor cursului de schimb valutar prin numerar și echivalente de numerar, împrumuturi pe termen lung sau datorii comerciale exprimate în valută.

Moneda funcțională a Companiei este leul românesc. Compania este expusă riscului cursului de schimb valutar la numerarul și echivalentele de numerar, achizițiile și împrumuturile realizate în altă monedă decât funcțională. Monedele care expun Compania la acest risc sunt, în principal, EUR și USD. Împrumuturile în valută și datoriile în valută sunt ulterior exprimate în lei, la cursul de schimb de la data bilanțului, comunicat de Banca Națională a României. Diferențele rezultate sunt incluse în contul de profit și pierdere, dar nu afectează fluxul de numerar până în momentul lichidării datoriei.

Expunerea Companiei la riscul valutar, exprimată în RON, a fost:

31 decembrie 2025	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	733.668.904	721.776.638	11.889.886	2.380
Creanțe	3.349.320.606	2.206.027.551	1.143.293.055	-
Expunere brută	4.082.989.510	2.927.804.189	1.155.182.941	2.380
Datorii monetare				
Furnizori și alte obligații	3.424.553.474	2.303.910.704	1.120.641.027	1.743
Împrumuturi	180.823.499	172.641.645	8.181.854	-
Expunere brută	3.605.376.973	2.476.552.349	1.128.822.881	1.743
Expunere netă în situația poziției financiare	477.612.537	451.251.840	26.360.060	637
31 decembrie 2024	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	671.557.851	643.937.952	27.601.831	18.068
Creanțe comerciale și alte creanțe	3.778.692.640	2.275.448.057	1.503.222.674	21.909
Expunere brută	4.450.250.491	2.919.386.009	1.530.824.505	39.977

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 decembrie 2024	Valoare	RON	EUR	USD
Datorii monetare				
Furnizori și alte obligații	3.886.547.321	2.315.229.022	1.571.318.299	-
Împrumuturi	32.205.472	-	32.205.472	-
Expunere brută	3.918.752.793	2.315.229.022	1.603.523.771	-
Expunere netă în situația poziției financiare	531.497.698	604.156.987	(72.699.266)	39.977

Creanțele comerciale și alte creanțe, precum și furnizorii și alte obligații mai puțin furnizorii de imobilizări sunt exprimați numai în RON.

Următoarele rate de schimb au fost aplicate:

	Curs mediu		Cursul de schimb la data	
	2025	2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
RON/ EURO	5,0415	4,9748	5,0985	4,9741
RON/ USD	4,4705	4,6048	4,3417	4,7768

Analiza de senzitivitate a riscului valutar

O apreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 ar fi crescut profitul brut cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Profit 2025	Profit 2024
EUR	(2.636.070)	7.269.927
USD	-	-
Total	(2.636.070)	7.269.927

O depreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 ar fi avut ca efect similar dar de sens contrar sumelor de mai sus, presupunând că toate celelalte variabile au rămas constante.

	Pierdere 2025	Pierdere 2024
EUR	2.636.070	(7.269.927)
USD	-	-
Total	2.636.070	(7.269.927)

 Riscul de credit

Riscul de creditare este riscul în care Compania suportă o pierdere financiară ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor contractuale de către un client sau o contrapartidă la un instrument financiar. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale și numerarul și echivalentele de numerar.

Tratamentul riscului de contrapartidă se bazează pe factori de succes interni și externi ai Companiei. Factorii externi de succes – care au efect asupra reducerii riscului în mod sistematic sunt: descentralizarea sectorului energetic în care producția, transportul, distribuția și furnizarea sunt activități distincte, iar interfața pentru client este reprezentată de furnizor, tranzacționarea energiei electrice pe piața din România pe două segmente de piață: piața reglementată și piața concurențială. Factorii interni de succes în tratamentul riscului de contrapartidă includ: diversificarea portofoliului de clienți și diversificarea numărului de servicii oferite pe piața de energie electrică.

Activele financiare care pot supune Compania riscului de încasare sunt în principal creanțele comerciale și numerarul și echivalentele de numerar. Compania a pus în practică o serie de politici prin care se asigură că vânzarea de servicii se realizează către clienți cu o încasare corespunzătoare, prin includerea în contractele comerciale a obligației acestora de a constitui garanții financiare. Valoarea creanțelor, netă de ajustările pentru pierderi de valoare, reprezintă suma maximă expusă riscului de încasare.

Riscul de încasare aferent acestor creanțe este limitat, întrucât aceste sume sunt, în principal, datorate de companii deținute de stat.

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Expunerea maximă la riscul de încasare la data raportării a fost:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.410.868.696	2.578.810.809
Alte creanțe nete și avansuri către furnizori	545.393.651	927.975.088
TVA de recuperat	393.058.259	271.906.743
Numerar și echivalente de numerar	733.668.904	671.557.851
Total	4.082.989.510	4.450.250.491

Situația vechimii **creanțelor** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Ajustare 31 decembrie 2025	Valoarea brută 31 decembrie 2024	Ajustare 31 decembrie 2024
Neajunse la scadență	2.312.662.158	-	2.487.412.712	-
Scadență depășită între 1 – 30 zile	(985.597)	-	2.118.109	-
Scadență depășită între 31 – 90 zile	1.477.310	-	292.245	-
Scadență depășită între 90 – 180 zile	9.239.980	-	70.075	-
Scadență depășită între 180 – 270 zile	466.985	-	(31.135)	-
Scadență depășită între 270 – 365 zile	-	-	(8.225)	-
Mai mult de un an	212.575.676	124.567.816	212.045.959	123.088.931
Total	2.535.436.512	124.567.816	2.701.899.740	123.088.931

Situația vechimii **altor creanțe** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Ajustare 31 decembrie 2025	Valoarea brută 31 decembrie 2024	Ajustare 31 decembrie 2024
Neajunse la scadență	896.775.264	330.208	1.178.585.895	330.694
Scadență depășită între 1 – 30 zile	63.756	-	919.582	-
Scadență depășită între 31 – 90 zile	584.750	-	4.762.786	-
Scadență depășită între 90 – 180 zile	17.864.110	324.824	397.322	342.478
Scadență depășită între 180 – 270 zile	6.854.954	40.790	913.317	910.870
Scadență depășită între 270 – 365 zile	332.857	330.694	441.069	412.681
Mai mult de un an	87.739.060	70.736.325	86.766.830	70.908.247
Total	1.010.214.751	71.762.841	1.272.786.801	72.904.970

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea clienților** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	123.088.931	125.521.130
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	2.255.634	-
Reluare ajustări pentru depreciere	776.749	2.432.199
Sold la sfârșitul perioadei	124.567.816	123.088.931

CNTEE Tranelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)*Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	72.904.970	84.456.130
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.724.837	7.303.511
Reluare ajustări pentru depreciere	2.866.966	18.854.671
Sold la sfârșitul perioadei	71.762.841	72.904.970

 Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate este riscul potrivit căruia Compania să întâmpine dificultăți în îndeplinirea obligațiilor asociate datoriilor financiare care sunt decontate în numerar sau prin transferul altui activ financiar.

O politică prudentă de gestionare a riscului de lichiditate implică menținerea unui suficient numerar și echivalente de numerar, disponibilitatea finanțării prin facilități de credit adecvate.

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active		
Active monetare în RON	2.927.804.189	2.919.386.009
Active monetare în monedă străină	1.155.185.321	1.530.864.482
	4.082.989.510	4.450.250.491
Datorii		
Datorii monetare în RON	(2.476.552.349)	(2.315.229.022)
Datorii monetare în monedă străină	(1.128.824.624)	(1.603.523.771)
	(3.605.376.973)	(3.918.752.793)
Poziția monetară netă în RON	451.251.840	604.156.987
Poziția monetară netă în monedă străină	26.360.697	(72.659.289)

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate întocmite la data de 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)*Tabelul următor prezintă **scadența contractuală a datoriilor financiare**, inclusiv plata dobânzilor:

31 decembrie 2025	Valoare netă	Valoarea contractuală	< 12 luni	1 – 2 ani	2 – 5 ani	> 5 ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	(3.409.455.209)	(3.409.455.209)	(3.409.455.209)	-	-	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	(15.098.265)	(15.098.265)	(15.098.265)	-	-	-
Împrumuturi	(180.823.499)	(180.823.499)	(179.352.778)	(980.481)	(490.240)	-
Total	(3.605.376.973)	(3.605.376.973)	(3.603.906.252)	(980.481)	(490.240)	-
31 decembrie 2024	Valoare netă	Valoarea contractuală	< 12 luni	1 – 2 ani	2 – 5 ani	> 5 ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	(3.868.115.571)	(3.868.115.571)	(3.868.115.571)	-	-	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	(18.431.750)	(18.431.750)	(18.431.750)	-	-	-
Împrumuturi	(32.205.472)	(32.205.472)	(24.287.300)	(6.483.336)	(1.434.836)	-
Total	(3.918.752.793)	(3.918.752.793)	(3.910.834.621)	(6.483.336)	(1.434.836)	-

Tabelul următor prezintă **scadența contractuală a activelor financiare**, inclusiv plata dobânzilor:

31 decembrie 2025	Valoare netă	Valoarea contractuală	< 12 luni	1 – 2 ani	2 – 5 ani	> 5 ani
Active financiare						
Numerar și echivalente de numerar	733.668.904	733.668.904	733.668.904	-	-	-
Creanțe	3.349.320.606	3.349.320.606	3.349.320.606	-	-	-
Total	4.082.989.510	4.082.989.510	4.082.989.510	-	-	-
31 decembrie 2024	Valoare netă	Valoarea contractuală	< 12 luni	1 – 2 ani	2 – 5 ani	> 5 ani
Active financiare						
Numerar și echivalente de numerar	671.557.851	671.557.851	671.557.851	-	-	-
Creanțe	3.778.692.640	3.778.692.640	3.778.692.640	-	-	-
Total	4.450.250.491	4.450.250.491	4.450.250.491	-	-	-

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate întocmite la data de 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

 Valoarea justă a instrumentelor financiare

Valoarea justă este valoarea la care instrumentul financiar se poate schimba în tranzacțiile obișnuite desfășurate în condiții obiective între părți interesate și în cunoștință de cauză, altele decât cele determinate de lichidare sau vânzare silită. Valorile juste se obțin din prețurile de piață cotate sau modelele de fluxuri de numerar, după caz. La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, managementul consideră că valorile juste ale numerarului și echivalentelor de numerar, creanțelor comerciale și altor creanțe, datoriilor comerciale, a împrumuturilor, precum și ale altor datorii pe termen scurt aproximează valoarea lor contabilă. Valoarea contabilă a împrumuturilor este costul amortizat.

31 decembrie 2025	<u>Valoare contabilă</u>	<u>Valoare justă</u>
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.410.868.696	2.410.868.696
Alte creanțe nete	545.393.651	545.393.651
TVA de recuperat	393.058.259	393.058.259
Numerar și echivalente de numerar	733.668.904	733.668.904
	<u>4.082.989.510</u>	<u>4.082.989.510</u>

31 decembrie 2025	<u>Valoare contabilă</u>	<u>Valoare justă</u>
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	1.470.721	1.470.721
	<u>1.470.721</u>	<u>1.470.721</u>

31 decembrie 2025	<u>Valoare contabilă</u>	<u>Valoare justă</u>
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.396.194.304	3.396.194.304
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	179.352.778	179.352.778
Sume datorate angajaților și alte datorii	28.359.170	28.359.170
	<u>3.603.906.252</u>	<u>3.603.906.252</u>

31 decembrie 2024	<u>Valoare contabilă</u>	<u>Valoare justă</u>
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.578.810.809	2.578.810.809
Alte creanțe nete	927.975.088	927.975.088
TVA de recuperat	271.906.743	271.906.743
Numerar și echivalente de numerar	671.557.851	671.557.851
	<u>4.450.250.491</u>	<u>4.450.250.491</u>

31 decembrie 2024	<u>Valoare contabilă</u>	<u>Valoare justă</u>
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	7.918.172	7.918.172
	<u>7.918.172</u>	<u>7.918.172</u>

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situatiile financiare separate intocmite la data de 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate in LEI, daca nu este indicat altfel)

31 decembrie 2024

	Valoare contabilă	Valoare justă
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.855.282.290	3.855.282.290
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	24.287.300	24.287.300
Sume datorate angajaților și alte datorii	31.265.031	31.265.031
	3.910.834.621	3.910.834.621

Categorii de instrumente financiare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active financiare		
Disponibilități bănești	733.668.904	671.557.851
Creanțe	3.349.320.606	3.778.692.640
Datorii financiare		
Cost amortizat	3.605.376.973	3.918.752.793

 Riscul de personal și sistemul de salarizare

La 31 decembrie 2025, media de vârstă a personalului Companiei este ridicată. Există posibilitatea ca în viitor, Compania să se confrunte cu o lipsă de personal datorată plecărilor angajaților din cauze naturale.

Un alt risc legat de personal îl reprezintă posibilitatea plecării angajaților de calificare înaltă către companiile private, care ar putea oferi pachete salariale și compensații peste nivelul actual oferit de către Companie.

 Managementul riscului de capital

Politica Companiei este de a păstra o bază puternică de capital pentru menținerea unei structuri financiare solide care să permită desfășurarea activităților operaționale în condiții de continuitate și finanțarea programelor de investiții în infrastructura rețelei de transport a energiei electrice.

Compania monitorizează structura capitalului prin analiza raportului dintre capitalurile proprii și datoriile financiare, precum și a indicatorilor de îndatorare. Managementul analizează periodic acest indicator pentru a asigura menținerea unei structuri financiare echilibrate și pentru a facilita accesul la surse de finanțare în condiții adecvate. Activitatea Companiei este supusă cadrului de reglementare stabilit de ANRE, care definește mecanisme de stabilire a veniturilor reglementate și remunerarea capitalului investit în baza activelor reglementate.

Indicatorul gradului de îndatorare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Împrumuturi pe termen scurt și lung	180.823.499	32.205.472
Disponibilități bănești	733.668.904	671.557.851
	(914.492.403)	(703.763.323)
Datorii totale	4.705.408.514	4.861.406.784
Capitaluri proprii	5.965.639.591	5.814.974.673
Gradul de îndatorare	0,79	0,84

32. ONORARII PERCEPUTE DE FIECARE AUDITOR STATUTAR SAU FIRMĂ DE AUDIT

Onorariul perceput pentru serviciile de audit financiar aferente exercițiului financiar al anului 2024 și achitate în anul 2025 sunt în sumă de 1.020.000 lei (fără TVA), servicii furnizate de PKF FINCONTA SRL.

Pentru exercițiul financiar al anului 2025, onorariile (fără TVA) percepute de către auditorul statutar, conform contractului C2303/2025 încheiat cu **DELOITTE AUDIT SRL**, sunt:

- pentru servicii audit în suma de 866.376 lei;

- pentru servicii non-audit în suma de 477.288 lei.
Acestea vor fi achitate în cursul anului 2026.

33. OBIECTIVE DE MEDIU

CNTEE Transelectrica SA are implementat un sistem de management integrat calitate, mediu, sănătate și securitate muncă, prin care gestionează eficient aspectele de mediu aferente activității de transport al energiei electrice, precum și de mentenanță și modernizare a RET, pentru prevenirea poluării și creșterea performanței de mediu.

Preocuparea Companiei privind protecția mediului se reflectă și în Declarația de politică a sistemului de management integrat în domeniile calității, mediului, sănătății și securității în muncă.

Strategia de dezvoltare are ca obiectiv fundamental îndeplinirea necesităților și așteptărilor clienților săi și ale altor părți interesate, într-un Sistem de Management Integrat calitate, mediu, securitate și sănătate în muncă, implementat, certificat, menținut și îmbunătățit continuu în conformitate cu cerințele standardelor SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR ISO 45001:2023.

Pentru realizarea acestei strategii și obținerea unui succes durabil, conducerea Companiei s-a angajat să asigure:

- funcționarea sistemului electroenergetic în condițiile stabilite prin reglementările europene și naționale din legislația primară și secundară, pentru a corespunde nevoilor și așteptărilor clienților și ale altor părți interesate;
- cadrul organizatoric necesar pentru stabilirea, analizarea și implementarea obiectivelor Sistemului de Management Integrat calitate, mediu, securitate și sănătate în muncă;
- dezvoltarea durabilă și reducerea impactului negativ al RET asupra mediului înconjurător prin:
 - ✓ identificarea aspectelor de mediu/riscurilor și oportunităților asociate,
 - ✓ monitorizarea factorilor de mediu, prevenirea/combaterea poluării prin utilizarea celor mai bune tehnologii disponibile,
 - ✓ decontaminarea, reabilitarea sau reconstrucția ecologică a suprafețelor de teren și a suprafețelor de apă afectate de activitățile Companiei,
 - ✓ prevenirea și reducerea emisiilor de gaze fluorurate cu efect de seră (GES): SF₆, ozon, freon etc.,
 - ✓ prevenirea și reducerea poluării aerului prin încadrarea în limitele admise ale concentrației poluanților emiși în atmosferă (emisiile de la centrale termice și autoturisme),
 - ✓ prevenirea și reducerea poluării apelor prin încadrarea în limitele admise ale concentrației poluanților în apă,
 - ✓ managementul adecvat al deșeurilor,
 - ✓ reducerea riscului de coliziune și electrocutare a păsărilor,
 - ✓ prevenirea incendiilor forestiere prin întreținerea culoarului de siguranță,
 - ✓ evitarea alterării habitatelor naturale în special al ariilor naturale protejate.

La nivelul CNTEE Transelectrica SA se elaborează anual, Raportul privind Analiza Sistemului de Management Integrat și se aprobă un program de măsuri pentru îmbunătățirea continuă a SMI (inclusiv a SMM).

34. EVENIMENTE ULTERIOARE

• Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 116/2022, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2026. Având în vedere cele menționate mai sus și în urma analizării elementelor de fundamentare a tarifului, ANRE a emis Ordinul nr.73/2025, prin care se aprobă **tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicabil de la 1 ianuarie 2026, în valoare de 14,70 lei/MWh.**

• Tarife pentru serviciul de transport al energiei electrice

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 68/2024, ANRE a aprobat prin Ordinul nr. 74/2025 valorile tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice valabile de la 1 ianuarie 2026, conform tabelelor de mai jos:

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situațiile financiare separate întocmite la data de 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Tarif de introducere a energiei electrice din rețele (TG)

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)	3,63	3,18	0,45

Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat nonCPT (CT_nonCPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)	36,45	25,60	9,14	1,71

- Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 08 ianuarie 2026**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 08 ianuarie 2026:

- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;
- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020;
- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei Transelectrica S.A. în vederea efectuării demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;
- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei în vederea efectuării efectuarea demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020.

- Conflictul militar din Orientul Mijlociu**

Ulterior datei de 31 decembrie 2025, au avut loc escaladări ale tensiunilor geopolitice în Orientul Mijlociu, care au generat volatilitate pe piețele internaționale de energie.

Conducerea a evaluat aceste evoluții și consideră că, la data aprobării situațiilor financiare, acestea nu indică existența unor condiții la 31 decembrie 2025 care să necesite ajustarea situațiilor financiare.

Având în vedere natura dinamică a acestor evenimente, conducerea continuă să monitorizeze impactul potențial asupra activității societății, inclusiv asupra poziției financiare, performanței și fluxurilor de numerar, precum și asupra ipotezei de continuitate a activității.

Aceste evenimente sunt tratate ca evenimente ulterioare care nu necesită ajustare, în conformitate cu IAS 10.

CNTEE Transelectrica SA

Note explicative la situatiile financiare separate intocmite la data de 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate in LEI, daca nu este indicat altfel)

- **Reconfirmare rating**

Compania a informat acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în data de 16 martie 2026, agenția Moody's Ratings a publicat actualizarea anuală (Annual Update) a Opiniei de Credit (Credit Opinion) pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

Prin acest raport, agenția reconfirmă ratingul de credit pe termen lung la nivelul Baa3, menținând totodată perspectiva negativă și profilul individual de credit (BCA) la nivelul ba1.

Situațiile financiare separate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de 18 martie 2026:

DIRECTORAT,**Președinte**

Ștefăniță MUNTEANU

Membru

Cătălin-Constantin NADOLU

Membru

Cosmin-Vasile NICULA

Membru

Florin-Cristian TĂTARU

Director Direcția Economică și Financiară

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament Contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

RAPORT DE ASIGURARE LIMITATĂ AL AUDITORULUI INDEPENDENT ASUPRA RAPORTĂRII CONSOLIDATE PRIVIND DURABILITATEA PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR 2025

Către: Acționarii C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.

Concluzia de asigurare limitată

Am desfășurat o misiune de asigurare limitată asupra Raportării consolidate privind durabilitatea a C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și a filialelor sale ("Grupul"), cu sediul social al Societății-mamă în România, București, Strada Olteni, nr. 2-4, București, sectorul 3, identificată prin codul unic de înregistrare fiscală RO 13328043, la 31 Decembrie 2025 și pentru perioada de la 1 ianuarie 2025 la 31 decembrie 2025 („Raportarea consolidată privind durabilitatea”).

Pe baza procedurilor pe care le-am efectuat și a probelor pe care le-am obținut, nu am luat la cunoștință de niciun aspect care să ne determine să considerăm că Raportarea consolidată privind durabilitatea a Grupului nu este întocmită, sub toate aspectele semnificative, în conformitate cu cadrul legislativ aplicabil raportării privind durabilitatea prevăzut în Ordinul Ministrului Finanțelor nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare, Capitolul 7, secțiunea 7.3 de punere în aplicare a Articolului 29(a) din Directiva 2013/34/UE, incluzând:

- conformitatea cu Standardele Europene de Raportare privind Durabilitatea („ESRS”), inclusiv faptul că procesul efectuat de Grup pentru identificarea informațiilor raportate în Raportul consolidat privind durabilitatea (denumit „Procesul”) este în conformitate cu descrierea prevăzută în capitolul 1, ESRS 2 – „Prezentări de informații cu caracter general”; și
- conformitatea prezentărilor de informații relevante privind taxonomia, detaliate în capitolul 3 – „Taxonomia UE” cu cerințele de raportare aplicabile ale Articolului 8 din Regulamentul (UE) 2020/852 („Regulamentul privind Taxonomia”).

Baza concluziei de asigurare

Ne-am desfășurat misiunea de asigurare limitată în conformitate cu ISAE 3000 (Revizuit) „Misiunile de asigurare, altele decât auditurile sau revizuirile informațiilor financiare istorice”.

Responsabilitățile noastre conform acestui standard sunt detaliate în secțiunea „Responsabilitățile auditorului” din cadrul raportului nostru.

Considerăm că probele pe care le-am obținut sunt suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru concluzia noastră.

Alte aspecte

Raportarea consolidată privind durabilitatea pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024, a fost subiectul procedurilor de asigurare limitată efectuate de către un alt practician, care a emis o concluzie fără rezerve în data de 21 martie 2025.

Identificarea criteriilor aplicabile

Raportarea consolidată privind durabilitatea a fost elaborată de către Administratorii Grupului pentru a îndeplini cerințele Ordinului Ministrului Finanțelor nr. 2844/2016, Capitolul 7, secțiunea 7.3 de punere în aplicare a Articolului 29(a) din Directiva UE 2013/34/UE, inclusiv:

Deloitte se referă la una sau mai multe dintre societățile Deloitte Touche Tohmatsu Limited („DTTL”), rețeaua sa globală de firme membre și entitățile afiliate acestora (colectiv, „organizația Deloitte”). DTTL (denumită și „Deloitte Global”) și fiecare dintre societățile sale membre și entitățile afiliate, sunt societăți independente și separate din punct de vedere legal, care nu se pot obliga ori angaja reciproc cu privire la terțe părți. DTTL și fiecare societate membră DTTL și entitate asociată își asumă răspunderea exclusiv în limita propriilor acțiuni și omisiuni, iar nu și pentru cele ale altor entități. DTTL nu furnizează servicii către clienți. Pentru a afla mai multe, vă rugăm să accesați www.deloitte.com/ro/despre.

- conformitatea cu Standardele Europene de Raportare privind Durabilitatea („ESRS”), inclusiv faptul că procesul efectuat de Grup pentru identificarea informațiilor raportate în Raportul consolidat privind durabilitatea (denumit „Procesul”) este în conformitate cu descrierea prevăzută în capitolul 1, ESRS 2 – „Prezentări de informații cu caracter general” ; și
- conformitatea prezentărilor de informații relevante privind taxonomia, detaliate în capitolul 3 – „Taxonomia UE” cu cerințele de raportare aplicabile ale Articolului 8 din Regulamentul (UE) 2020/852 („Regulamentul privind Taxonomia”).

Limitări inerente în întocmirea Raportării consolidate privind durabilitatea

Criteriile, natura Raportării consolidate privind durabilitatea și absența unor practici acumulate de-a lungul timpului, a unor aplicări standard precum și a practicilor de raportare, permit adoptarea unor metodologii de evaluare diferite, dar acceptabile, care pot duce la diferențe între entități. Metodologiile de evaluare adoptate pot avea un impact și asupra comparabilității aspectelor privind durabilitatea raportate de diferite organizații și de la an la an în cadrul unei organizații, pe măsură ce metodologiile se dezvoltă.

În raportarea informațiilor prognozate, în conformitate cu Standardele Europene de Raportare privind Durabilitatea, Administratorii Grupului trebuie să întocmească aceste informații prognozate pe baza unor ipoteze prezentate cu privire la evenimente care pot avea loc în viitor și la acțiuni viitoare posibile ale Grupului. Rezultatul real este probabil să fie diferit, deoarece evenimentele anticipate nu au loc întotdeauna conform așteptărilor.

La determinarea prezentărilor de informații din Raportarea consolidată privind durabilitatea, Administratorii Grupului interpretează termeni juridici nedefiniți și alți termeni. Acești termeni juridici nedefiniți și alți termeni pot fi interpretați diferit, inclusiv în ceea ce privește conformitatea juridică a interpretării lor și, în consecință, sunt supuși unor incertitudini.

Vă atragem atenția asupra următoarelor limitări specifice discutate în Raportarea consolidată privind durabilitatea:

- Raportarea de mediu, așa cum este aplicată de toate societățile, include informații bazate pe scenarii legate de climă care sunt supuse incertitudinii inerente din cauza cunoștințelor științifice și economice incomplete despre probabilitatea, momentul sau efectul posibilelor impacturi climatice fizice și de tranziție viitoare. Pentru evitarea oricărui dubiu, domeniul de aplicare al misiunii noastre și al responsabilităților noastre nu va include efectuarea serviciilor necesare pentru orice asigurare privind fiabilitatea, compilarea corectă sau acuratețea informațiilor prospective.
- Orice indicatori ai emisiilor în lanțul de aprovizionare enumerați în Raportarea consolidată privind durabilitatea pot include informații oferite de furnizori și surse terțe. Procedurile noastre nu includ obținerea de asigurări cu privire la informațiile oferite de furnizori sau terți.
- Raportarea consolidată privind durabilitatea poate include indicatori care decurg din evenimente raportate legate de angajați și subcontractori. Ca atare, este posibil ca testele noastre să nu identifice denaturări legate de completitudine, de exemplu în cazurile în care este posibil ca evenimentele să fi avut loc, dar nu au fost raportate.

Responsabilitățile Administratorilor Grupului

Administratorii Grupului sunt responsabili pentru proiectarea, implementarea și menținerea unui proces de identificare a informațiilor incluse în Raportarea consolidată privind durabilitatea, în conformitate cu ESRS, precum și pentru prezentarea acestui proces în capitolul 1, ESRS 2 – „Prezentări de informații cu caracter general” din Raportarea consolidată privind durabilitatea.

Această responsabilitate include:

- înțelegerea contextului în care se derulează activitățile și relațiile de afaceri ale Grupului și dezvoltarea unei înțelegeri a părților interesate afectate;
- identificarea impacturilor actuale și potențiale (atât negative, cât și pozitive) legate de aspectele de durabilitate, precum și a riscurilor și oportunităților care afectează sau care ne putem aștepta să afecteze poziția financiară consolidată, performanța financiară consolidată, fluxurile consolidate de numerar, accesul la finanțare sau costul capitalului grupului pe termen scurt, mediu sau lung;

- evaluarea măsurii în care impacturile, riscurile și oportunitățile identificate în legătură cu aspectele de durabilitate sunt semnificative prin selectarea și aplicarea unor praguri adecvate; și
- elaborarea unor metodologii și formularea unor ipoteze care sunt rezonabile în circumstanțele date.

Administratorii Grupului sunt, de asemenea, responsabili pentru întocmirea Raportării consolidate privind durabilitatea, în conformitate cu Ordinului Ministrului Finanțelor nr. 2844/2016, Capitolul 7, secțiunea 7.3 de punere în aplicare a Articolului 29(a) din Directiva UE 2013/34/UE, inclusiv:

- conformitatea cu Standardele Europene de Raportare a Durabilității (“ESRS”);
- întocmirea prezentărilor de informații privind taxonomia din Raportarea consolidată privind durabilitatea, în capitolul 3 – „Taxonomia UE”, în conformitate cu Articolul 8 din Regulamentul (UE) 2020/852 („Regulamentul privind Taxonomia”);
- proiectarea, implementarea și menținerea acelor controale interne considerate necesare pentru a permite întocmirea Raportării consolidate privind durabilitatea lipsită de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare; și
- selectarea și aplicarea unor metode adecvate de raportare consolidată a durabilității, precum și formularea de ipoteze și estimări cu privire la prezentările de informații consolidate privind durabilitatea, care sunt rezonabile în circumstanțele date.

Persoanele responsabile cu guvernanta au responsabilitatea de a supraveghea procesul de raportare consolidată privind durabilitatea al Grupului.

Responsabilitățile auditorului

Obiectivele noastre constau în planificarea și efectuarea misiunii de asigurare în așa fel încât să obținem o asigurare limitată cu privire la măsura în care Raportarea consolidată privind durabilitatea este lipsită de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, și în emiterea unui raport de asigurare limitată care include concluzia noastră.

Denaturările pot fi cauzate fie de fraudă, fie de eroare și sunt considerate semnificative dacă se poate preconiza, în mod rezonabil, că acestea, individual sau cumulativ, vor influența deciziile utilizatorilor luate în baza Raportării consolidate privind durabilitatea în ansamblul său.

Ca parte a unei misiuni de asigurare limitată în conformitate cu ISAE 3000 (Revizuit), exercităm raționamentul profesional și menținem scepticismul profesional pe parcursul întregii misiuni.

Procedurile într-o misiune de asigurare limitată diferă ca natură și plasare în timp și sunt mai restrânse decât cele dintr-o misiune de asigurare rezonabilă. În consecință, nivelul de asigurare obținut într-o misiune de asigurare limitată este semnificativ mai redus decât asigurarea care ar fi fost obținută dacă s-ar fi desfășurat o misiune de asigurare rezonabilă.

Responsabilitățile noastre în ceea ce privește Raportarea consolidată privind durabilitatea, în legătură cu Procesul, includ:

- obținerea unei înțelegeri a Procesului, dar nu în scopul formulării unei concluzii privind eficacitatea acestuia, inclusiv privind rezultatul Procesului;
- proiectarea și efectuarea de proceduri pentru a evalua dacă Procesul este consecvent cu descrierea acestuia făcută de Grup, așa cum este prezentat în capitolul 1, ESRS 2 – „Prezentări de informații cu caracter general”.

Alte responsabilități ale noastre în ceea ce privește Raportarea consolidată privind durabilitatea includ:

- obținerea unei înțelegeri a mediului de control al Grupului, a proceselor și a sistemelor de informații relevante pentru întocmirea Raportării consolidate privind durabilitatea, dar fără a evalua proiectarea anumitor activități de control, fără obținerea de probe despre implementarea acestora sau a testa eficacitatea lor operațională;
- identificarea prezentărilor de informații în care este probabil să apară denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare;

- proiectarea și efectuarea de proceduri ca răspuns la prezentările de informații din Raportarea consolidată privind durabilitatea în care este probabil să apară denaturări semnificative. Riscul de a nu detecta o denaturare semnificativă cauzată de fraudă este mai mare decât în cazul unei erori, deoarece fraudă poate implica complicitate, falsificare, omisiuni intenționate, prezentări eronate sau eludarea controlului intern.

Independența noastră și managementul calității

Am respectat cerințele de independență și alte cerințe etice conform Codului Etic Internațional pentru Profesioniștii Contabili (inclusiv Standardele Internaționale de Independență) emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Etică pentru Contabili („Codul”) și celorlalte cerințe etice relevante în România, inclusiv Legea nr. 162/2017 cu modificările ulterioare, pentru misiunea noastră de asigurare asupra Raportării privind Durabilitatea, și ne-am îndeplinit celelalte responsabilități etice în conformitate cu aceste cerințe și cu Codul IESBA. Codul are la bază principiile fundamentale de integritate, obiectivitate, competență profesională și atenție cuvenită, confidențialitate și comportament profesional.

Am aplicat Standardul Internațional privind Managementul Calității (ISQM 1), Managementul Calității pentru Firmele care Efectuează Audituri sau Revizuirile ale Situațiilor Financiare sau Alte Misiuni de Asigurare sau de Servicii Conexe, și în consecință menținem și aplicăm un sistem cuprinzător de control al calității care include politici și proceduri documentate cu privire la respectarea cerințelor etice, a standardelor profesionale și a cerințelor legale și de reglementare aplicabile.

Sinteza activității efectuate

O misiune de asigurare limitată implică efectuarea de proceduri pentru obținerea de probe cu privire la Raportarea consolidată privind durabilitatea.

Natura, plasarea în timp și amplasarea procedurilor selectate depind de raționamentul profesional, inclusiv identificarea prezentărilor de informații în care este probabil să apară denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, în Raportarea consolidată privind durabilitatea.

În desfășurarea misiunii noastre de asigurare limitată, în ceea ce privește Procesul, noi:

- Am obținut o înțelegere a Procesului prin:
 - efectuarea de interviuri pentru a înțelege sursele informațiilor utilizate de conducere (de exemplu, acorduri cu părțile interesate, planuri de afaceri și documente privind strategia); și
 - inspectarea/examinarea documentației interne a Grupului referitoare la Procesul său; și
- Am evaluat dacă probele obținute ca urmare a procedurilor noastre privind Procesul Grupului sunt consecvente cu descrierea Procesului prezentată în capitolul 1, ESRS 2 – „Prezentări de informații cu caracter general”.

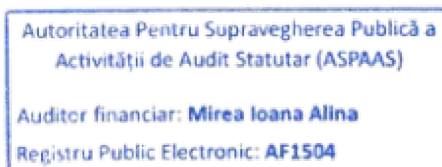
În desfășurarea misiunii noastre de asigurare limitată, în ceea ce privește Raportarea consolidată privind durabilitatea, noi:

- Am obținut o înțelegere a proceselor de raportare ale Grupului, relevante pentru întocmirea Raportării sale consolidate privind durabilitatea prin:
 - efectuarea de interviuri pentru a înțelege mediul de control, procesele și sistemele informatice ale Grupului relevante pentru întocmirea raportării consolidate privind durabilitatea;

- Am evaluat dacă informațiile semnificative obținute prin Procesul de identificare a informațiilor necesare de prezentat în Raportarea consolidată privind durabilitatea sunt incluse în Raportarea consolidată privind durabilitatea;
- Am evaluat dacă structura și modul de prezentare a Raportării consolidate privind durabilitatea sunt conforme cu Standardele Europene de Raportare privind Durabilitatea ("ESRS");
- Am efectuat interviuri ale personalului relevant și proceduri analitice asupra prezentărilor de informații selectate din Raportarea consolidată privind durabilitatea;
- Am efectuat proceduri de fond pe baza unui eșantion de prezentări de informații selectate din Raportarea consolidată privind durabilitatea;
- Am obținut probe privind metodele de realizare a estimărilor semnificative și a informațiilor prognozate și despre modul în care aceste metode au fost aplicate;
- Am obținut o înțelegere a procesului de identificare a activităților economice eligibile pentru taxonomie și a prezentărilor de informații corespunzătoare din Raportarea consolidată privind durabilitatea;

Considerăm că probele pe care le-am obținut sunt suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru concluzia noastră.

Ioana Alina Mirea, Partener de audit

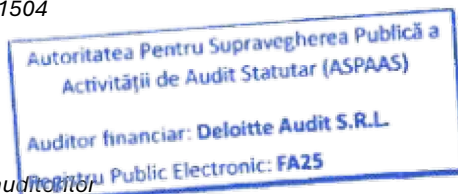


Înregistrată în Registrul public electronic al auditorilor financiari și firmelor de audit cu numărul AF 1504

În numele:

DELOITTE AUDIT S.R.L.

Înregistrată în Registrul public electronic al auditorilor financiari și firmelor de audit cu numărul FA 25



Clădirea The Mark, Calea Griviței nr. 84-98 și 100-102, etajul 9, Sector 1
București, România
23 martie 2026

RAPORTUL DE SUSTENABILITATE
CONSOLIDAT
AL CNTEE TRANSELECTRICA S.A.
2025

CUPRINS

Cuvânt înainte	Mesajul Directoratului Declarația persoanelor responsabile	p. 3 p. 6
Capitolul I	ESRS 2 – Prezentări de informații cu caracter general 1. Baza generală pentru întocmirea raportului privind sustenabilitatea 2. Prezentări de informații în legătură cu circumstanțe specifice 3. Guvernanța 4. Strategia, modelul de afaceri și lanțul valoric 5. Interesele și punctele de vedere ale părților interesate 6. Impacturile, riscurile semnificative și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri 7. Gestionarea impacturilor, a riscurilor și a oportunităților	p. 7 p. 7 p. 9 p. 11 p. 36 p. 48 p. 56 p. 65
Capitolul II	ESRS E1 – E5 – Aspecte de mediu 1. Schimbările climatice: plan de tranziție, politici, acțiuni, ținte, efecte financiare 2. Poluarea: politici, acțiuni, ținte, măsuri de reducere, efecte financiare 3. Conservarea biodiversității și protejarea ecosistemele: plan de tranziție, politici, acțiuni, ținte, efecte financiare 4. Utilizarea resurselor și tranziția către economia circulară: politici, acțiuni, ținte, efecte financiare	p. 99 p. 99 p. 132 p. 142 p. 154
Capitolul III	Taxonomia UE (conform ESRS și Regulamentului UE 2020/852) (ESRS E1 – E5)	p. 168
Capitolul IV	ESRS S1 - S4 – Responsabilitate Socială 1. Forța de muncă proprie 2. Lucrătorii din lanțul valoric 3. Comunitățile afectate	p. 180 p. 180 p. 210 p. 220
Capitolul V	ESRS G1 – Aspecte de guvernanță 1. Conduita profesională	p. 234 p. 234

Mesajul Directoratului – angajamentul față de sustenabilitate

Stimați acționari, investitori și parteneri,

În anul 2026, Transelectrica marchează nouă ani de la publicarea primului său raport nonfinanciar, consolidând o tradiție de transparență și responsabilitate în raportarea performanțelor de sustenabilitate. Pe parcursul a șapte ediții consecutive, Compania a publicat Raportul de sustenabilitate în conformitate cu standardele internaționale GRI (Global Reporting Initiative), reflectând angajamentul său constant față de o comunicare deschisă, riguroasă și aliniată la cele mai bune practici în domeniu.

Prezentul raport, aferent exercițiului financiar 2025, reprezintă cel de-al doilea exercițiu de raportare în conformitate cu cerințele Directivei (UE) 2022/2464 – transpusă în legislația națională prin Ordinul Ministerului Finanțelor nr. 85/2024 – și cu Standardele europene de raportare în materie de sustenabilitate (ESRS – European Sustainability Reporting Standards). Această evoluție reflectă determinarea Transelectrica de a integra cerințele unui cadru normativ complex și coerent, capabil să evidențieze într-un mod structurat impactul economic, social și de mediu al activității sale și contribuția concretă la realizarea obiectivelor europene privind tranziția către o economie sustenabilă.

Prin urmare, anul de raportare 2025 marchează consolidarea tranziției către noul cadru european de reglementare în materie de sustenabilitate, instituit prin Directiva (UE) 2022/2464. Totodată, este și cel de-al doilea an în care Raportul este supus auditului de conformitate. Aceste demersuri evidențiază angajamentul ferm al Companiei pentru transparență, rigoare și aliniere la obiectivele strategice ale Uniunii Europene în domeniul sustenabilității și finanțării responsabile.

În contextul actual al tranziției energetice și al cerințelor reglementare europene, rolul strategic al Transelectrica, ca operator unic de transport și sistem în România, are o importanță sporită în asigurarea securității și stabilității sistemului electroenergetic național. Adoptarea unui model de dezvoltare sustenabilă, în conformitate cu standardele europene și cele mai recente directive legislative, este prioritară pentru a răspunde provocărilor complexe ale tranziției energetice.

Viziunea contemporană asupra vieții moderne implică procese esențiale în care energia electrică are un rol fundamental în dezvoltarea economică și bunăstarea socială. Prin misiunea noastră, contribuim nu doar la securitatea energetică a țării, ci și la îmbunătățirea calității vieții și la tranziția către o economie sustenabilă, aliniată obiectivelor europene de dezvoltare durabilă.

Elaborarea raportului de sustenabilitate în conformitate cu noul cadru de raportare reprezintă o responsabilitate esențială pentru orice companie care își propune să demonstreze transparență, integritate și angajament față de principiile dezvoltării durabile. Acest demers răspunde cerințelor legale și contribuie atât la consolidarea încrederii părților interesate – inclusiv a investitorilor, autorităților, angajaților și comunităților locale, cât și la poziționarea Transelectrica ca lider responsabil în sectorul de activitate. În acest context, printr-un plan de acțiuni adaptat, Transelectrica integrează cerințele de conformitate în strategia și operațiunile Companiei, contribuind la dezvoltarea durabilă pe termen lung și sprijinind tranziția către un model de afaceri sustenabil și rezilient.

Conformitatea cu standardele europene de raportare privind durabilitatea (ESRS).

Transelectrica își consolidează procesele de raportare prin alinierea deplină la standardele europene de raportare privind sustenabilitatea (ESRS), printr-o abordare integrată în ceea ce privește impactul social, de mediu și economic al activităților desfășurate de Companie. Raportarea noastră pune accent pe dubla semnificație a datelor – relevanța acestora atât pentru factorii de decizie din cadrul Companiei, cât și pentru părțile interesate. Acest demers reflectă angajamentul nostru față de obiectivele ambițioase stabilite de Pactul Verde European și inițiativa „Fit for 55”, demonstrând determinarea de a sprijini tranziția către un viitor mai verde și mai sustenabil, prin transparență, responsabilitate și excelență operațională.

(E) Mediu – Investiții în infrastructură și tehnologii verzi. Obiectivele strategice asumate de către Transelectrica în perioada 2024-2028 vizează creșterea performanțelor Companiei și eficientizarea activității operaționale în raport activitatea desfășurată ca operator de transport și de sistem al României. În vederea îndeplinirii acestor obiective este necesar un amplu proces investițional în infrastructura rețelei electrice de transport prin implementarea tehnologiilor cu emisii reduse de dioxid de carbon și a unor tehnologii eficiente energetic. Pentru a sprijini tranziția energetică, Uniunea Europeană a pus la dispoziție mecanisme de finanțare destinate dezvoltării și modernizării sectorului energetic. În acest sens, în ultimii trei ani, Transelectrica a adoptat o abordare activă și a demarat proceduri specifice pentru accesarea fondurilor europene alocate infrastructurii energetice. În prezent, Compania a semnat 11 contracte de finanțare din Fondul pentru Modernizare, în valoare totală de 537 milioane de euro, un contract de finanțare din Planul de Redresare și Reziliență al României (PNRR) – Capitolul REPowerEU, în valoare totală de 52 milioane de euro și un contract de finanțare din Programul de Dezvoltare Durabilă (PDD), în valoare totală de 50 de milioane de euro. Însușind o valoare totală de 639 de milioane de euro, prin aceste finanțări se vor realiza proiecte de modernizare și extindere a rețelei electrice de transport, în conformitate cu cele mai moderne standarde de performanță. Informațiile privind aceste finanțări sunt disponibile pe pagina web a Companiei, la secțiunea dedicată Fondului pentru Modernizare (<https://www.transelectrica.ro/web/tel/fondul-pentru-modernizare>).

Raportul de sustenabilitate evidențiază atât angajamentul Companiei pentru accelerarea proceselor sustenabile și durabile în sectorul energetic, cât și pentru îndeplinirea treptată a obiectivelor europene de neutralitate climatică aferente anilor 2030 și 2050.

(S) Social – Angajamentul față de responsabilitatea socială. Prin susținerea diversității, echității și accesului egal la oportunități, Transelectrica își propune să fie un factor de schimbare pozitivă în societate. Compania se aliniază unui set ambițios de obiective, menite să stimuleze dezvoltarea durabilă și să creeze fundamentul unei economii echitabile și responsabile. În acest sens, Transelectrica se implică activ în susținerea al inițiativelor care sprijină comunitățile locale și promovează incluziunea, educația și bunăstarea. Prin activitatea de CSR, Compania este dedicată investițiilor în programe sociale, pentru sprijinirea noilor generații și dezvoltarea talentelor, consolidând totodată parteneriate strategice menite să creeze un impact sustenabil pe termen lung.

(G) Guvernanța corporativă. Transelectrica susține standarde de guvernanță corporativă corespunzătoare unei companii listate pe piața reglementată a Bursei de Valori București. Implementarea unor standarde conduce la un proces decizional transparent și bine fundamentat. În paralel, Compania își reafirmă angajamentul față de comunitate și sustenabilitate, integrând obiectivele sociale și de mediu în strategia de afaceri contribuind astfel la dezvoltarea sustenabilă și responsabilă a viitorului sectorului energetic.

În dinamica prezentă, adoptarea și implementarea unor mecanisme clare de monitorizare a progresului și raportarea consecventă către părțile interesate vor consolida transparența și relațiile de încredere și vor asigura îndeplinirea responsabilităților noastre. Acest angajament se bazează pe o structură solidă de guvernanță și pe valorificarea oportunităților de dezvoltare economică prin sustenabilitate.

Transelectrica își reafirmă angajamentul pentru respectarea principiilor ESG, integrând sustenabilitatea, responsabilitatea socială și guvernanța corporativă în centrul strategiei de dezvoltare pe termen lung a Companiei. Prin inițiative concrete și transparență în raportare, Compania contribuie activ la tranziția către un sistem energetic durabil, sprijină dezvoltarea comunităților locale și asigură o guvernanță bazată pe integritate și performanță. Ca lider responsabil și partener de încredere în sectorul energetic, Transelectrica se aliniază celor mai înalte standarde internaționale, având o misiune strategică esențială: menținerea în siguranță a SEN, astfel încât să fie garantate premisele unui viitor sustenabil.

DIRECTORAT

Ștefăniță MUNTEANU
Președinte Directorat

Cătălin Constantin
NADOLU
Membru Directorat

Vasile-Cosmin
NICULA
Membru Directorat

Florin Cristian
TĂTARU
Membru Directorat

Declarația persoanelor responsabile

Raportul de sustenabilitate al Transelectrica pentru anul 2025, elaborat în conformitate cu standardele europene de raportare privind sustenabilitatea (ESRS - European Sustainability Reporting Standards), respectă pe deplin cerințele Directivei (UE) 2022/2464, transpusă în legislația națională prin Ordinul Ministerului Finanțelor Publice nr. 85/2024, precum și prevederile Regulamentului privind taxonomia (UE) 2020/852. Acest raport oferă o perspectivă detaliată, corectă și fidelă asupra performanței de sustenabilitate a Companiei, reflectând cu acuratețe impactul social, de mediu și economic al activităților desfășurate. Totodată, documentul subliniază angajamentul Transelectrica pentru transparență și responsabilitate, evidențiind măsurile implementate pentru a sprijini dezvoltarea durabilă și a contribui la consolidarea poziției Companiei ca un lider în tranziția energetică sustenabilă.

DIRECTORAT

Ștefăniță MUNTEANU
Președinte Directorat

Cătălin Constantin
NADOLU
Membru Directorat

Vasile-Cosmin
NICULA
Membru Directorat

Florin Cristian
TĂTARU
Membru Directorat

CAPITOLUL I

ESRS 2

Prezentări de informații cu caracter general

1. Baza generală pentru întocmirea raportului privind sustenabilitatea (BP-1)

Conformitatea cu cerințele legislative și reglementările europene. Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. (în continuare „Transelectrica”, „Compania”) publică cel de-al nouălea Raport de sustenabilitate (denumit în continuare și „Raportul”) pentru perioada 1 ianuarie – 31 decembrie 2025. Anul de raportare 2025 marchează cel de-al doilea exercițiu de conformare la noul cadru de reglementare, instituit prin Directiva (UE) 2022/2464¹, care consolidează cerințele privind raportarea de sustenabilitate și alinierea la standardele europene ESRS² (European Sustainability Reporting Standards).

În acest sens, Raportul de sustenabilitate al Grupului Transelectrica pentru anul de raportare 2025 este întocmit în conformitate cu cerințele standardelor europene de raportare privind sustenabilitatea (ESRS). Aceste standarde oferă un cadru comun, structurat și transparent pentru prezentarea informațiilor referitoare la impacturile, riscurile și oportunitățile asociate aspectelor de sustenabilitate, asigurând alinierea raportării la cerințele Uniunii Europene privind transparența și responsabilitatea corporativă. Totodată, Raportul de sustenabilitate respectă prevederile Regulamentului (UE) 2020/852 privind taxonomia în ceea ce privește evaluarea contribuției activităților economice ale Companiei la obiectivele de mediu stabilite la nivel european. Prin această abordare, raportarea creează o bază coerentă pentru înțelegerea modului în care Transelectrica integrează considerațiile de sustenabilitate în activitatea sa și pentru evaluarea progresului realizat în direcția alinierii la politicile și inițiativele europene relevante, inclusiv Pactul Verde European și pachetul legislativ „Fit for 55”.

Raportul de sustenabilitate constituie un instrument de referință prin care Grupul Transelectrica prezintă, într-o manieră structurată și transparentă, performanța sa în domeniile ESG (mediu, social și guvernanta), precum și modul în care principiile dezvoltării durabile sunt integrate în activitatea Grupului. Procesul de raportare permite o prezentare coerentă a rezultatelor obținute și a inițiativelor implementate, oferind părților interesate o perspectivă clară asupra impacturilor, riscurilor și oportunităților asociate activităților desfășurate.

Prin această abordare, Raportul evidențiază contribuția Transelectrica la obiectivele de tranziție energetică, protecția mediului, relația cu comunitățile și aplicarea unor practici solide de guvernanta corporativă. Alinierea la bunele practici de raportare sprijină consolidarea unui cadru de responsabilitate și transparență, reflectând modul în care considerațiile de sustenabilitate sunt avute în vedere atât în procesele strategice, cât și în operațiunile curente ale Grupului.

Metodologie și structură. Raportul este structurat astfel încât să ofere o prezentare coerentă și comprehensivă a impacturilor economice, sociale și de mediu asociate activităților desfășurate de Grupul Transelectrica. Conținutul acestuia este elaborat în conformitate cu principiile de relevanță, comparabilitate, acuratețe și transparență, asigurând consistența informațiilor raportate și utilitatea acestora pentru părțile interesate.

¹ Directiva (UE) 2022/2464 privind raportarea de sustenabilitate a companiilor, cunoscută sub denumirea de Directiva privind Raportarea Corporativă de Sustenabilitate (CSRD), a fost transpusă în legislația națională prin Ordinul Ministerului Finanțelor nr. 85/2024 (OMF 85/2024).

² Tratat pe larg în Regulamentul delegat (UE) 2023/2772 de completare a Directivei 2013/34/UE a Parlamentului European și a Consiliului în ceea ce privește standardele de raportare privind durabilitatea.

Procesul de colectare și consolidare a datelor se bazează pe mecanisme interne menite să asigure fiabilitatea, trasabilitatea și integritatea informațiilor prezentate. Indicatorii ESG incluși în raport au fost selectați în urma analizei de dublă materialitate (DMA), care a permis identificarea aspectelor cu prioritate ridicată pentru Companie și pentru principalele categorii de părți interesate, susținând astfel o abordare orientată către impact, rezultate și proces decizional informat.

Declarațiile consolidate privind durabilitatea. La data de 31.12.2025, perimetrul de consolidare al Grupului Transelectrica include două filiale cuprinse în situațiile financiare consolidate, respectiv Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport „TELETRANS” S.A. (Teletrans) și Societatea pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART” S.A. (Smart). Aceste entități sunt consolidate în raportarea financiară la nivel de Grup, reflectând contribuția lor operațională în domeniile mentenanței infrastructurii de transport al energiei electrice și al serviciilor IT&C/telecomunicații aferente rețelelor de transport.

Filiala Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale “OPCOM” SA (Opcom) nu este inclusă în perimetrul de consolidare, întrucât funcționează conform unui regim de administrare reglementat de ANRE, iar Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor sale decizionale.

Pe cale de consecință, Raportul de sustenabilitate este întocmit pe bază consolidată, la nivel de Grup, în conformitate cu cerințele Standardelor ESRS, perimetrul de consolidare fiind aliniat cu cel utilizat pentru situațiile financiare consolidate.

Acoperirea lanțului valoric în declarația privind durabilitatea. Raportul de sustenabilitate acoperă lanțul valoric din amonte și din aval în măsura în care activitățile, relațiile comerciale și operaționale aferente generează impacturi, riscuri sau oportunități semnificative din perspectiva aspectelor de mediu, sociale și de guvernare, identificate prin analiza de dublă materialitate realizată conform Standardelor ESRS. Lanțul valoric din amonte include, în principal, furnizorii de echipamente și servicii, precum și subcontractorii implicați în operarea, întreținerea și dezvoltarea infrastructurii de transport al energiei electrice.

Lanțul valoric din aval este reprezentat de furnizarea serviciilor de transport, de sistem și de echilibrare a energiei electrice către operatorii de distribuție și ceilalți participanți la piața de energie, utilizatorii finali fiind considerați beneficiari indirecți ai acestor servicii, în conformitate cu rolul Transelectrica de operator de transport și sistem. Acoperirea lanțului valoric este realizată proporțional cu nivelul de control, influență și acces la informații al Grupului, iar eventualele limitări sunt prezentate în secțiunile relevante ale Raportului.

Excepții. Grupul nu a utilizat opțiunea de a omite informații aferente proprietății intelectuale, know-how-ului sau rezultatelor inovării și nu a utilizat excepția privind prezentarea informațiilor referitoare la evoluții iminente sau aspecte în curs de negociere, astfel cum este prevăzută la art. 19a alin. (3) și art. 29a alin. (3) din Directiva 2013/34/UE.

Auditarea Raportului de sustenabilitate. Procesul de raportare aferent exercițiului financiar 2025 include continuarea verificării independente a informațiilor de sustenabilitate, marcând al doilea an consecutiv în care acest demers este supus unei evaluări externe formale. Această etapă are ca scop analizarea gradului de conformitate și coerență a datelor prezentate, precum și a mecanismelor utilizate pentru colectarea și consolidarea acestora, în raport cu cerințele aplicabile.

Evaluarea realizată de un terț independent contribuie la consolidarea cadrului de transparență și responsabilitate al Grupului și oferă părților interesate un nivel suplimentar de încredere privind corectitudinea și consistența informațiilor comunicate.

În ansamblu, cadrul general de elaborare a documentului reflectă modul în care aspectele legate de mediu, social și guvernare sunt integrate în activitățile curente și în procesele decizionale ale Grupului Transelectrica, în conformitate cu standardele europene de raportare privind sustenabilitatea. Informațiile prezentate sunt structurate astfel încât să permită înțelegerea impacturilor relevante, a riscurilor și oportunităților asociate activităților desfășurate, în corelare cu obiectivele Uniunii Europene privind tranziția energetică și neutralitatea climatică.

2. Prezentări de informații în legătură cu circumstanțe specifice (BP-2)

Modificări în elaborarea sau prezentarea informațiilor privind durabilitatea. Circumstanțe specifice. Începând cu anul 2024, Grupul Transelectrica a adoptat noul cadru european de raportare în materie de sustenabilitate, în conformitate cu prevederile Directivei (UE) 2022/2464 și ale Regulamentului delegat (UE) 2023/2772, care instituie standardele ESRS (European Sustainability Reporting Standards). Această aliniere a marcat o schimbare de paradigmă în modul de elaborare și prezentare a informațiilor nefinanciare, înlocuind formatul anterior, utilizat pe parcursul a șapte ani consecutivi, în baza standardelor internaționale GRI (Global Reporting Initiative).

Raportul aferent exercițiului financiar 2025 reprezintă al doilea an de raportare conform ESRS și reflectă consolidarea proceselor interne de colectare, validare și guvernare a datelor de sustenabilitate. Ca urmare a acestei tranziții, anumite informații sunt prezentate într-un format diferit față de rapoartele anterioare, iar comparabilitatea cu perioadele precedente poate fi limitată pentru anumiți indicatori, în special în cazul celor pentru care cerințele ESRS diferă substanțial de abordările utilizate anterior.

O circumstanță specifică suplimentară aferentă exercițiului de raportare 2025 o constituie schimbarea auditorului responsabil de verificarea informațiilor de sustenabilitate. Această modificare a condus la ajustări metodologice, inclusiv în ceea ce privește modul de calcul sau de estimare a anumitor indicatori, cum este amprenta de carbon, ca urmare a aplicării unor interpretări sau proceduri de verificare diferite. În cazul în care astfel de ajustări influențează prezentarea, comparabilitatea sau nivelul de detaliere al informațiilor raportate, acestea vor fi semnalate și explicate în mod explicit în capitolele relevante ale raportului, pentru a asigura o înțelegere adecvată a modificărilor intervenite.

În mod specific, diferențele între valoarea inițială a amprente de carbon aferentă anului 2024 și valoarea recalculată pentru anul 2024 sunt determinate de modificarea metodologiei și a factorilor/indicilor de calcul utilizați și nu reflectă în sine o schimbare a activității operaționale din perioada de referință.

Orizontul de timp. La întocmirea Raportului de sustenabilitate, Grupul Transelectrica adoptă o structură temporală clar definită pentru analiza și raportarea aspectelor de sustenabilitate, aliniată la practicile financiare și strategice ale Grupului. Astfel, pentru orizontul de timp pe termen scurt, este utilizată perioada de raportare adoptată în situațiile financiare ale entității. Orizontul de timp pe termen mediu acoperă intervalul de la sfârșitul perioadei de raportare pe termen scurt și se extinde până la cinci ani. Orizontul de timp pe termen lung include orice proiecții și obiective care depășesc acest interval de cinci ani, reflectând angajamentele și strategiile de sustenabilitate pe termen extins ale Transelectrica. Această abordare asigură coerența și comparabilitatea informațiilor raportate, facilitând integrarea obiectivelor de durabilitate în planificarea strategică a Transelectrica.

Prin derogare de la aceste definiții, pentru anumite măsuri specifice de eficiență energetică, Grupul Transelectrica aplică orizonturi de timp adaptate naturii investițiilor și ciclurilor de implementare aferente. În acest context, orizontul de timp pe termen mediu este stabilit între 2 și 3 ani, corespunzător duratei necesare implementării și evaluării eficienței proiectelor, iar orizontul de timp pe termen lung este definit între 3 și 6 ani, având în vedere complexitatea tehnică, durata de viață a activelor și impactul progresiv al acestor investiții asupra performanței operaționale și energetice. Această abordare este aplicată exclusiv acestor măsuri și nu afectează utilizarea definițiilor standard ESRS pentru celelalte domenii de raportare.

Estimarea lanțului valoric. În prezent, Grupul Transelectrica nu dispune de o metodologie formalizată pentru colectarea și estimarea datelor aferente lanțului valoric din amonte și din aval. În situațiile în care sunt necesare estimări, acestea sunt realizate pe baza unor surse indirecte și ipoteze rezonabile, nivelul de acuratețe fiind influențat de disponibilitatea datelor. Grupul are în vedere îmbunătățirea progresivă a acurateței informațiilor raportate, pe măsura maturizării cadrului ESRS și a proceselor interne.

Totodată, Grupul Transelectrica intenționează să dezvolte gradual o metodologie dedicată estimării datelor din lanțul valoric, fundamentată pe principii de proporționalitate, prudență și transparență, fără a afecta comparabilitatea raportării curente.

În ceea ce privește emisiile Scope 3 și categoriile incluse în Scope 3, valorile raportate reprezintă estimări bazate pe baze de date și factori de calcul, fără colectarea de date primare direct de la actorii din lanțul valoric; abordarea aplicată și sursele utilizate sunt prezentate în mod specific în Capitolul II – ESRS E1.

Sursele de incertitudine a estimărilor și a rezultatelor. În cadrul procesului de raportare privind durabilitatea, anumite informații cantitative sunt determinate pe baza unor estimări și ipoteze care implică un grad inherent de incertitudine. În contextul unei asigurări limitate, aceste estimări se bazează pe raționamente considerate rezonabile la data raportării și pe informațiile disponibile, fără a se urmări obținerea unui nivel de precizie comparabil cu cel aferent unei asigurări rezonabile. Prin urmare, rezultatele raportate pot fi supuse unor variații în perioadele viitoare, ca urmare a modificării ipotezelor, a surselor de date sau a metodologiilor aplicabile. Detalii suplimentare privind metodologiile și ipotezele utilizate pentru indicatorii climatici (inclusiv emisiile de GES) sunt prezentate în Capitolul II – ESRS E1.

Prezentarea de informații care decurg din alte acte legislative sau din hotărâri de raportare privind durabilitatea general acceptate

În calitate de operator unic de transport și sistem în România, precum și de societate listată la Bursa de Valori București (BVB), Transelectrica își desfășoară activitatea într-un cadru reglementat strict, care impune conformitatea cu multiple acte legislative naționale și europene. De asemenea, Grupul Transelectrica aliniază raportarea sa și la bunele practici internaționale, consolidând transparența și comparabilitatea performanței ESG. Această abordare integrată reflectă angajamentul Grupului de a furniza informații relevante și fiabile pentru investitori, autorități și alte părți interesate, demonstrând responsabilitatea sa în tranziția către un sistem energetic sustenabil, eficient și rezilient.

Astfel, standardele aplicabile și legislația specifică domeniului de activitate al Grupului Transelectrica sunt integrate și prezentate în cadrul Raportului de sustenabilitate, acolo unde este relevant. Acestea includ atât reglementările naționale, cât și directivele și regulamentele europene aplicabile sectorului energetic, guvernanței corporative și raportării de sustenabilitate, asigurând conformitatea cu cerințele legale și transparența față de părțile interesate.

Includerea de informații prin trimiteri

În cadrul Raportului de sustenabilitate al Grupului Transelectrica, sunt incluse trimiteri către documente suplimentare și surse relevante, acolo unde este necesar, pentru a oferi un context detaliat și o mai bună înțelegere a informațiilor prezentate. De asemenea, raportul face referire la alte standarde tematice aplicabile, în special în domeniile de mediu, social și guvernanta (domeniile ESG), asigurând astfel o aliniere completă la cerințele ESRS și la reglementările specifice sectorului energetic. Această abordare permite părților interesate să acceseze informații extinse și să analizeze în profunzime performanța de sustenabilitate a Grupului.

Utilizarea dispozițiilor tranzitorii în conformitate cu ESRS 1

În exercitiul financiar 2025, Grupul Transelectrica aplică prevederile Regulamentului delegat (UE) 2025/1416³, care modifică Regulamentul delegat (UE) 2023/2772, inclusiv calendarul de introducere treptată din Apendicele C la ESRS 1, și utilizează, acolo unde este permis, dispozițiile tranzitorii privind omisiunea temporară a prezentărilor de informații pentru standardele tematice indicate ca „Lista cerințelor de prezentare de informații care sunt introduse treptat”.

Pentru transparență și urmărire facilă, cerințele de prezentare de informații care sunt introduse treptat și aplicarea dispozițiilor tranzitorii vor fi marcate explicit în cadrul fiecărei teme/cerințe relevante din raport (acolo unde este cazul), prin mențiuni și trimiteri corespunzătoare, astfel încât cititorii să poată identifica rapid elementele amânate, nivelul de detaliere disponibil și modul în care acestea vor fi completate gradual în exercitiile de raportare viitoare.

3. Guvernanta (GOV 1-5)

Rolul organelor de administrație, de conducere și de supraveghere (GOV-1)

Transelectrica este persoană juridică română, constituită ca societate pe acțiuni administrată în sistem dualist de către un Directorat, sub supravegherea unui Consiliu de Supraveghere, conform Legii societăților nr. 31/1990⁴, întreaga activitate a Companiei realizându-se cu respectarea principiilor de guvernanta corporativă și a reglementărilor specifice entităților listate la BVB. În ceea ce privește reglementarea activităților, aceasta se realizează, pe de-o parte, în temeiul legislației primare, Compania desfășurându-și activitatea în conformitate cu Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012⁵, iar pe de alta, în temeiul legislației secundare emisă de către ANRE – concretizată în licențe, autorizații de înființare, metodologii de tarify (de tip venit plafon la transport și cost plus la operare sistem, tarify, contracte cadru, proceduri și altele).

Începând cu data de 29.08.2006, acțiunile emise de Transelectrica sunt tranzacționate pe piața reglementată, administrată de Bursa de Valori București, la categoria Premium, sub simbolul TEL. În acest context, Compania aplică standardele de transparență și comunicare aferente pieței de capital, inclusiv principiile Codului de Guvernanta Corporativă al BVB, Declarația de conformitate cu acestea fiind revizuită anual și inclusă în Raportul anual al Transelectrica.

³ Regulamentul delegat (UE) 2025/1416 de modificare a Regulamentului delegat (UE) 2023/2772 în ceea ce privește amânarea datei de aplicare a cerințelor de prezentare de informații pentru anumite întreprinderi.

⁴ Legea societăților nr. 31/1990 reglementează cadrul juridic general al funcționării Transelectrica ca societate pe acțiuni.

⁵ Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 reglementează organizarea și funcționarea sectorului energetic național, stabilind atribuțiile specifice ale operatorului de transport și sistem (OTS).

În conformitate cu cadrul legal și documentele statutare, structura de guvernanta a Companiei include trei organe: Directoratul (organ executiv de conducere), Consiliul de Supraveghere (organ de supraveghere și control) și Adunarea Generală a Acționarilor (organ deliberativ și decizional).

Directoratul. Potrivit Actului constitutiv, Directoratul este format din cinci membri, numiți de către Consiliul de Supraveghere, pentru o perioadă de patru ani, ca urmare a unei proceduri de selecție. Consiliul de Supraveghere a hotărât, prin Decizia nr. 39/30.09.2024, ocuparea pozițiilor de membri ai Directoratului Transelectrica, începând cu data de 03.10.2024, de către: Victor Moraru, Ștefăniță Munteanu, Cătălin Constantin Nadolu, Vasile Cosmin Nicula și Florin-Cristian Tătaru. Totodată, Consiliul de Supraveghere l-a ales pe domnul Ștefăniță Munteanu ca Președinte al Directoratului denumit și Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Transelectrica.

Având în vedere finalizarea procesului de recrutare și selecție a candidaților pentru pozițiile de membri ai Consiliului de Supraveghere, respectiv membri ai Directoratului, potrivit prevederilor legale, AGOA a aprobat prin Hotărârea AGOA nr.1/15.01.2025, indicatorii cheie de performanță rezultați din Planul de administrare asumat de cele 2 organe statutare ale Companiei. Totodată, prin Hotărârea nr. 13/22.12.2025, AGA a aprobat modificarea indicatorilor cheie de performanță ca urmare a prevederilor Legii nr. 158/2025 pentru modificarea și completarea OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice.

Pe toată durata mandatului de membru al Consiliului de Supraveghere/Directoratului Companiei, persoanele numite trebuie să întrunească criteriile de eligibilitate și să nu se regăsească în situațiile de incompatibilitate stabilite de legea aplicabilă sau prevederile statutare aplicabile. Corelativ acestei obligații, Compania are dreptul să solicite membrilor Consiliului/Directoratului, asigurări rezonabil necesare cu privire la respectarea acestor obligații.

Componența și diversitatea Directoratului

	2024	2025
Numărul membrilor cu funcții executive	5	5
Numărul membrilor cu funcții neexecutive	Nu este cazul	Nu este cazul
Procentul membrilor din consiliu cu rol de conducere	100%	100%
Procentul în funcție de gen al Directoratului (se calculează ca raport mediu între membrii de sex feminin și membrii de sex masculin ai Directoratului)	5 bărbați (0% femei)	5 bărbați (0% femei)
Procentul membrilor independenți ai Directoratului	Nu este cazul	Nu este cazul

Expertiza si competențele membrilor Directoratului

Nr. crt.	Nume	Funcție	Experiență Relevantă	Data numirii	Statut
1.	Ștefăniță MUNTEANU	Președinte Directorat	- Licențiat al Facultății de Management, Marketing a Universității Româno-Americană - Experiență în management, industria energetică, marketing, vânzări și strategie - Experiență în gestionarea și coordonarea unor inițiative și proiecte dedicate consolidării culturii organizaționale și optimizării	03.10.2024 – 29.02.2028	Decizie CS nr.39/30.09.2024

Nr. crt.	Nume	Funcție	Experiență Relevantă	Data numirii	Statut
			proceselor interne de Funcționare		
2.	Florin Cristian TĂTARU	Membru Directorat	- Absolvent al Facultății de Relații Economice Internaționale – ASE - Master – Managementul Sistemului de Sanatate, Universitatea București, Facultatea de Sociologie și Asistență Socială - Master – Politici Publice și Integrare Europeană, SNSPA, Facultatea de Științe Politice - Master – Bănci și Piețe de capital, Universitatea “Babeș-Bolyai”, Cluj Napoca - MBA în Energie, ASE - Experiență în domeniile bancar, financiar și managerial, finanțe publice și corporative, politici publice, industria energetică, afaceri europene, leadership	03.10.2024 – 29.02.2028	Decizie CS nr.39/30.09.2024
3.	Cătălin Constantin NADOLU	Membru Directorat	- Licențiat în științe juridice – Facultatea de Drept, Academia de Poliție “Al.I.Cuza”, București - Master – Studii administrative europene, SNSPA, Facultatea de Administrație Publică - Experiență profesională în administrația publică locală și centrală, experiență și competențe manageriale în domenii de importanță strategică în sectorul energetic - investiții, tehnic sau mentenanță a rețelelor de transport al energiei electrice	03.10.2024 – 29.02.2028	Decizie CS nr.39/30.09.2024
4.	Victor MORARU	Membru Directorat	- Licențiat în drept, Universitatea “Nicolae Titulescu” - Master – Dreptul afacerilor, Universitatea “Nicolae Titulescu” - Experiență profesională în administrația publică locală și centrală	03.10.2024 – 29.02.2028	Decizie CS nr.39/30.09.2024
5.	Vasile Cosmin NICULA	Membru Directorat CFO începând cu 08.11.2024	- Licențiat în domeniul Financiar, contabil și administrativ, ASE, Facultatea de Finanțe, Asigurări, Bănci și Burse de Valori - Specializare în Managementul Organizațiilor Publice, Universitatea de Vest, Timișoara - Doctor în economie, ASE București - Experiență în management executiv, administrație publică, legislație bugetară și fiscală, precum și relații internaționale - Consultanță fiscală și expertize fiscale, activități manageriale la Curtea de Conturi a României	03.10.2024 – 29.02.2028	Decizie CS nr.39/30.09.2024

*CV-urile membrilor Directoratului se regăsesc pe site-ul Companiei, la secțiunea Despre noi – Directorat (<https://www.transelectrica.ro/web/tel/directorat>).

Consiliul de Supraveghere. Potrivit Actului constitutiv, Consiliul de Supraveghere este format din șapte membri⁶, numiți ca urmare a unei proceduri de selecție, pentru o perioadă de patru ani. Membrii CS sunt numiți de către AGOA, cu respectarea prevederilor aplicabile societăților admise la tranzacționare și sunt selectați în conformitate cu prevederile OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice. Adunarea generală ordinară a acționarilor a numit, prin Hotărârea nr.1/28.02.2024, în calitate de membri ai Consiliului de Supraveghere, cu o durată a mandatului de 4 ani, începând cu data de 01.03.2024 și până la data de 29.02.2028 pe: Păun Costin-Mihai, Atanasiu Teodor, Vasilescu Alexandru-Cristian, Zezeanu Luminița, Dascăl Cătălin-Andrei, Orlandea Dumitru-Virgil, Rusu Rareș Stelian.

Componența și diversitatea Consiliului de Supraveghere

	2024	2025
Numărul membrilor cu funcții executive	0	0
Numărul membrilor cu funcții neexecutive	7	7
Procentul membrilor din Consiliu cu rol de supraveghere	100%	100%
Procentul în funcție de gen al Consiliului de Supraveghere (se calculează ca raport mediu între membrii de sex feminin și membrii de sex masculin ai Consiliului de Supraveghere)	14,29% femei 85.71% bărbați	14,29% femei 85.71% bărbați
Procentul membrilor independenți ai Consiliului de Supraveghere	6 din 7 - (85,71%)	6 din 7 - (85,71%)

Expertiza și competențele membrilor Consiliului de supraveghere

Nr. crt.	Nume	Funcție	Experiență relevantă	Perioadă mandat	Statut
1.	Cătălin Andrei DASCĂL	Președinte CS	- Licențiat în studii juridice - Experiență juridică în administrația publică și în mediul privat - Avocat și practician în insolvență	01.03.2024 - 29.02.2028	Hotărâre AGA nr.1/28.02.2024
2.	Costin Mihai PĂUN	Membru CS	- Doctor în Inginerie electrică, licențiat al Universității Politehnica București, Facultatea Energetică - Master în Administrarea Afacerilor – Management financiar – bancar - Experiență dobândită în funcțiile exercitate în industria energetică, atât la nivel național, cât și internațional, în domeniul transportului, distribuției și producerii de energie electrică - Experiență în conceperea, conducerea și implementarea proiectelor europene și internaționale (domeniul energiei) A contribuit la soluții noi în inițiative de inovare și cercetare științifică.	01.03.2024 - 29.02.2028	Hotărâre AGA nr.1/28.02.2024
3.	Teodor ATANASIU	Membru CS	- Licențiat al Facultății de Mecanică al Institutului Politehnic Cluj Napoca - Experiență în domeniile management și financiar, management de competitivitate și managementul relațiilor cu clienții	01.03.2024 - 29.02.2028	Hotărâre AGA nr.1/28.02.2024
4.	Alexandru Cristian VASILESCU	Membru CS	- Licență ca inginer constructor al Universității Tehnice de Construcții, București - Master în Managementul Proiectelor în Construcții, Doctorand al Universității Politehnica, București - Experiență în consiliere și management în cadrul administrației publice	01.03.2024 - 29.02.2028	Hotărâre AGA nr.1/28.02.2024

⁶ Președintele Consiliului de Supraveghere este ales de către membrii acestuia.

Nr. crt.	Nume	Funcție	Experiență relevantă	Perioadă mandat	Statut
5.	Luminița ZEZEANU	Membru CS	- Absolvent a Facultății de Contabilitate și informatică de gestiune din cadrul ASE, București - Studii postuniversitare – Comerț Internațional la London Metropolitan University, Marea Britanie - Experiență în dezvoltarea și finanțarea proiectelor din fonduri europene și în domeniul administrației publice	01.03.2024 - 29.02.2028	Hotărâre AGA nr.1/28.02.2024
6.	Dumitru Virgil ORLANDEA	Membru CS	- Absolvent al Universității Naționale de Apărare "Carol I", București, Colegiul de Management al Resurselor și Achizițiilor, Universitatea "Lucian Blaga" din Sibiu - Master în Integrarea Turismului și serviciilor - Master în Strategii și politici de management și marketing – Facultatea de Științe Economice. - Master în Managementul resurselor umane în sistemul autorităților de ordine publică – Academia de Poliție "Al.I.Cuza", București - Experiență în domeniul energetic	01.03.2024 - 29.02.2028	Hotărâre AGA nr.1/28.02.2024
7.	Rareș Cristian RUSU	Membru CS	- Licență în științe politice la Facultatea de Științe Politice și Administrație Publică a Universității "Babeș-Bolyai", Cluj Napoca - Licență în drept la Facultatea de Drept a Universității "Dimitrie Cantemir", Cluj Napoca - Master în Inginerie energetică a Universității Tehnice, Cluj Napoca - Experiență de management, experiență în administrația publică centrală și locală	01.03.2024 - 29.02.2028	Hotărâre AGA nr.1/28.02.2024

**CV-urile membrilor Consiliului de Supraveghere se regăsesc pe site-ul Companiei, la secțiunea Despre noi – Consiliul de Supraveghere (<https://www.transelectrica.ro/web/tel/consiliu-de-supraveghere>).*

Consiliul de Supraveghere are, exclusiv, rol de supraveghere și control asupra conducerii Companiei de către Directorat, iar printre responsabilitățile acestuia se numără:

- a) exercită controlul asupra modului în care Directoratul conduce Societatea;
- b) verifică bugetul de venituri și cheltuieli și programul de investiții pe exercițiul financiar supus aprobării adunării generale a acționarilor;
- c) îndeplinește orice atribuții prevăzute de legislația specială aplicabilă în domeniul administrării întreprinderilor publice;
- d) determină structura și numărul membrilor Directoratului;
- e) numește și revocă membrii Directoratului și stabilește remunerația acestora;
- f) verifică dacă activitatea desfășurată în numele și pe seama Societății este în conformitate cu legea, cu actul constitutiv și hotărârile adunării generale a acționarilor;
- g) prezintă adunării generale a acționarilor, cel puțin o dată pe an, un raport privind activitatea de supraveghere desfășurată;
- h) reprezintă Societatea în raporturile cu Directoratul;
- i) aprobă regulile interne ale Directoratului;
- j) verifică situațiile financiare ale Societății;
- k) verifică raportul membrilor Directoratului;
- l) propune adunării generale numirea și revocarea auditorului financiar, precum și durata minimă a contractului de audit.

Totodată, potrivit Actului constitutiv al Companiei, o serie de operațiuni nu pot fi efectuate decât cu acordul Consiliului.

În cadrul Consiliului de Supraveghere funcționează Comitetul de audit, Comitetul de nominalizare și remunerare, Comitetul pentru investiții și securitate energetică și Comitetul pentru gestiunea riscurilor.

Comitetul de audit asistă Consiliul de Supraveghere în îndeplinirea responsabilităților sale în domeniul raportării financiare, al controlului intern și acela al administrării riscului. În ceea ce privește atribuțiile legate de raportarea financiară și auditul statutar, Comitetul de audit: monitorizează procesul de raportare financiară la nivelul Companiei și auditul statutar al situațiilor financiare anuale (inclusiv cele consolidate); examinează eficiența raportării financiare, sprijină Consiliul în monitorizarea credibilității și integrității informației financiare furnizată de Companie (inclusiv criteriile de consolidare). În ceea ce privește atribuțiile legate de controlul intern managerial, Comitetul de audit: monitorizează eficacitatea sistemelor de control intern, de audit intern și de management al riscurilor din cadrul Companiei; examinează în mod regulat eficiența controlului intern și sistemului de administrare a riscului; propune Consiliului modalități de control, verificare și de raportare necesare pentru exercitarea atribuțiilor esențiale de control asupra modului în care Directoratul conduce Compania; verifică îndeplinirea obligațiilor privind raportarea non-financiară la nivelul Companiei.

Comitetul de nominalizare și remunerare formulează propuneri pentru funcția de membru al Consiliului de Supraveghere și membru al Directoratului; elaborează și face propuneri Consiliului de Supraveghere în ceea ce privește procedura de selecție a membrilor Consiliului de Supraveghere, a membrilor Directoratului Companiei și pentru alte funcții de conducere; formulează propuneri privind remunerarea membrilor Directoratului Companiei și a altor funcții de conducere, cu respectarea limitelor generale ale remunerațiilor aprobate de AGA.

Comitetul pentru investiții și securitate energetică consultă și monitorizează implementarea Strategiei și Planului de Investiții pe termen mediu, scurt și lung; consiliază și se consultă cu membrii Consiliului, cu membrii Directoratului, în cadrul și în corelare cu Strategia Companiei și ROF; consultă și monitorizează implementarea acțiunilor privind menținerea și creșterea securității energetice relative activităților Companiei.

Comitetul pentru gestiunea riscurilor este o structură recent înființată, ca urmare a modificării OUG nr.109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice.

Comitetul de audit	Comitetul de nominalizare și remunerare	Comitetul pentru investiții și securitate energetică	Comitetul pentru gestiunea riscurilor
ZEZEANU Luminița – președinte	VASILESCU Alexandru-Cristian – președinte	PĂUN Costin-Mihai - președinte	ATANASIU Teodor – președinte
ATANASIU Teodor	DASCĂL Cătălin-Andrei	DASCĂL Cătălin Andrei	VASILESCU Alexandru-Cristian
RUSU Rareș Stelian	ORLANDEA Dumitru Virgil	ZEZEANU Luminița	DASCĂL Cătălin-Andrei
PĂUN Costin-Mihai	ZEZEANU Luminița	ATANASIU Teodor	RUSU Rareș Stelian
VASILESCU Alexandru-Cristian	ATANASIU Teodor	ORLANDEA Dumitru Virgil	ORLANDEA Dumitru Virgil
	PĂUN Costin-Mihai		

Adunarea generală a acționarilor – este organul deliberativ și decizional al Transelectrica, având competențe și atribuții specifice expres prevăzute de legislația aplicabilă și Actul Constitutiv. AGA poate fi ordinară sau extraordinară, atribuțiile sale fiind reglementate atât de cadrul legislativ aplicabil, cât și de documentele statutare ale Companiei. Toți acționarii beneficiază de dreptul de participare și vot, asigurând astfel un proces decizional transparent și echitabil.

Statul român este acționar în proporție de 58,6882%, prin reprezentant Secretariatului General al Guvernului, care îndeplinește și rolul de autoritate publică tutelară în înțelesul OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, diferența fiind reprezentată de acțiuni deținute de investitori instituționali și persoane fizice, tranzacționate pe BVB. Compania se află sub autoritatea Secretariatului General al Guvernului.

Structura acționariatului Transelectrica

Acționar	2024		2025	
	Acțiuni	Pondere (%)	Acțiuni	Pondere (%)
STATUL ROMÂN prin Secretariatul General al Guvernului	43.020.309	58,6882	43.020.309	58,6882
PAVAL HOLDING	4.753.567	6,4848	4.753.567	6,4848
Fondul de Pensii Administrat Privat NN/NN Pensii S.A.F.P.A.P. S.A.	4.007.688	5,4673	4.007.688	5,4672
Alți acționari persoane juridice	16.442.683	22,4311	16.839.437	22,9724
Alți acționari persoane fizice	5.078.895	6,9286	4.682.141	6,3874
TOTAL	73.303.142	100	73.303.142	100

* Registrul acționarilor și istoricul deținerilor se regăsesc la Depozitarul Central SA

La nivelul Companiei, cadrul organizațional al managementului riscului se realizează în conformitate cu legislația în vigoare, respectiv Ordinul SGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice și cu procedura operațională TEL-10.00 Managementul riscului. În acest cadru, la nivelul Transelectrica funcționează Echipa de Management a Riscurilor (EMRC), Comisia de monitorizare pentru implementarea Sistemului de Control Intern Managerial și Secretariatul Tehnic al Comisiei de monitorizare pentru implementarea Sistemului de Control Intern / Managerial (CM SCIM), cu atribuții și responsabilități documentate. Rolul conducerii în monitorizarea, gestionarea și supravegherea impacturilor, riscurilor și oportunităților (IRO), inclusiv a celor de sustenabilitate, este exercitat prin mecanisme formale de guvernanta, responsabilitatea operațională fiind delegată acestor structuri interne, sub supravegherea Directoratului și, după caz, a comitetelor consultative ale Consiliului de Supraveghere.

Comisia de monitorizare a controlului intern managerial informează Directoratul prin rapoarte anuale/periodice detaliate privind situația impacturilor, riscurilor și oportunităților, evidențiind după caz, persistența riscurilor, apariția unor noi factori de risc și eficacitatea măsurilor de control implementate. Aceste rapoarte, pe de-o parte oferă o perspectivă actualizată asupra persistenței riscurilor și apariției unor noi factori de risc, asigurând o reacție rapidă și eficientă la eventualele disfuncționalități din partea organelor de conducere și control, iar pe de alta, evaluează eficacitatea măsurilor de control implementate, contribuind la minimizarea impacturilor negative asupra stabilității operaționale și financiare și maximizarea oportunităților.

Comisia de monitorizare a controlului intern managerial urmărește gradul de îndeplinire a obiectivelor generale și specifice, evaluând constant progresul măsurilor implementate, eficacitatea strategiilor adoptate și alinierea acestora la direcțiile strategice ale Companiei, asigurând astfel un control eficient al riscurilor și maximizarea oportunităților de îmbunătățire a performanței organizaționale.

În cadrul Transelectrica, liniile de raportare sunt clar definite pentru a asigura un flux eficient de informații și luare a deciziilor la nivel strategic și operațional, conform procedurilor documentate. Comitetele consultative raportează direct către Consiliul de Supraveghere, oferind suport în analiza și avizarea aspectelor esențiale privind guvernanta corporativă și strategia Companiei. Comisiile de control intern managerial transmit rapoarte către Directorat, precum și către comitetele consultative ale Consiliului de Supraveghere, contribuind la consolidarea sistemului de control și gestionare a riscurilor la nivelul Companiei.

În plus, obiectivele generale majore, precum eficiența consumului de energie, siguranța și sănătatea angajaților, calitatea serviciilor și alte aspecte esențiale de sustenabilitate sunt integrate în mandatele organelor de conducere și control. Acestea sunt formalizate prin aprobarea indicatorilor de mandat de către AGA și prin încheierea de acte adiționale la contractele de mandat ale membrilor Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere. Aceste acte adiționale includ indicatori-cheie de performanță (KPI) de natură socială, de mediu și de guvernanta (ESG), care trebuie respectați și monitorizați pe întreaga durată a mandatului.

Organele de administrație, de conducere și de supraveghere ale Transelectrica, împreună cu conducerea executivă superioară, supraveghează stabilirea Țintelor aferente impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative prin integrarea acestora în mecanismele de guvernanta și de management al performanței. Țintele relevante sunt reflectate în obiectivele strategice și operaționale (regăsite în Planul de administrare), inclusiv în indicatorii de mandat/KPI aprobați de AGA. Monitorizarea progresului se realizează prin raportări periodice către Directorat și Consiliul de Supraveghere, care includ stadiul implementării acțiunilor, nivelul de realizare a indicatorilor asumați și eventuale abateri sau riscuri de neîndeplinire; pe baza acestora, organele de conducere pot solicita măsuri corective, ajustarea resurselor sau revizuirea planurilor, asigurând o supraveghere continuă și o aliniere constantă între Ținte, riscuri și deciziile de management.

În cadrul Transelectrica, expertiza și competențele necesare pentru supravegherea și gestionarea aspectelor de durabilitate sunt disponibile și consolidate progresiv. Compania dispune de un departament dedicat raportării privind sustenabilitatea, care coordonează colectarea, analiza și validarea datelor din departamentele relevante și sprijină procesul de aliniere la cerințele ESRS și la reglementările naționale aplicabile. Totodată, capacitatea de specialitate este susținută de structuri interne cu atribuții dedicate (de exemplu, mediu, SSM, managementul riscurilor, resurse umane, guvernanta).

Fluxul de informare este organizat astfel încât materialele relevante privind durabilitatea (cerințe de raportare, metodologii, nivelul de acoperire a datelor, riscuri de conformare și propuneri de măsuri) să fie transmise către Directorat și, după caz, către Consiliul de Supraveghere, în vederea fundamentării deciziilor și a supravegherii procesului de raportare. Prin această organizare, Compania își consolidează gradual capacitatea de supraveghere a aspectelor de durabilitate și de integrare a acestora în procesele interne, în mod proporțional cu maturizarea cadrului de raportare.

Competențele și expertiza disponibile la nivelul Transelectrica sunt corelate cu impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative identificate prin analiza de dublă materialitate, susținând atât evaluarea acestora, cât și raportarea aferentă. Expertiza tehnică, de mediu și SSM sprijină înțelegerea impacturilor asociate operării și dezvoltării infrastructurii de transport, iar competențele de management al riscurilor, conformitate și guvernanta contribuie la evaluarea riscurilor de reglementare și control intern și la integrarea considerentelor ESG în procesele relevante. În completare, competențele din zona resurselor umane susțin abordarea temelor sociale materiale, în limita rolurilor și responsabilităților stabilite.

În anul 2025, nu a fost implementat un program dedicat de formare în domeniul sustenabilității pentru organele statutare și pentru toate structurile implicate în raportare. Totuși, în cursul anului, Compania are în vedere realizarea unei cercetări de piață privind programe/cursuri relevante în domeniul sustenabilității (inclusiv ESRS și raportare ESG) și inițierea demersurilor necesare pentru participarea la astfel de cursuri, atât la nivelul reprezentanților Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cât și la nivelul entităților și structurilor direct implicate în procesul de raportare, în funcție de nevoile identificate și de resursele disponibile.

Filiala Teletrans. Teletrans a fost înființată prin Hotărârea AGA Transelectrica nr. 13/04.12.2002 și îndeplinește funcția de operator de telecomunicații și tehnologia informației, asigurând servicii specifice pentru Transelectrica și pentru piața de telecomunicații. Societatea este constituită ca societate pe acțiuni administrată în sistem unitar, conform Legii societăților nr. 31/1990.

Teletrans are în componența sa un număr de 4 Agenții, 3 Centre, 12 puncte de lucru, care sunt structuri fără personalitate juridică, a căror activitate este coordonată centralizat. Teletrans asigură servicii de monitorizare, operare, mentenanță a sistemelor IP (informatică de proces), TC și TI, instalări și puneri în funcțiune de echipamente, sisteme și programe, elaborare și dezvoltare software, asistență tehnică, consultanță, formare personal, elaborare studii și alte servicii în domeniul IP, TC și TI pentru Teletrans și pentru piața liberalizată de telecomunicații din România.

Teletrans este filială a Transelectrica (unic acționar), și are ca obiectiv principal de activitate furnizarea de servicii de telecomunicații și tehnologia informației (IT&C) Companiei - mamă.

În vederea conformării cu obligațiile legale în domeniu, AGA a demarat în luna decembrie a anului 2024 procesul de selecție a 3 administratori, conform OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, în luna noiembrie fiind numiți 3 (trei) administratori pentru un mandat de 4 ani. La data de 19.12.2024, unul dintre cei trei administratori a renunțat la mandat, fiind astfel inițiată o nouă procedură de selecție pentru ocuparea celor trei posturi vacante. În luna decembrie a anului 2025, procesul de recrutare a fost definitivat prin numirea a 3 noi administratori cu mandat definitiv.

Teletrans este condusă de AGA și Consiliul de Administrație, compus din 5 membri, numiți de AGA, conform legislației privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice. Conducerea executivă este asigurată de Directorul General și Directorul Economic, aceștia fiind selectați conform OUG nr. 109/2011.

Componența Consiliului de Administrație pe parcursul anului 2025 a fost următoarea:

Nume prenume	Perioada mandatului	Statut	Independent/ neindependent
Victor Andrei DIMITRIU (Președinte)	13.11.2024 - 12.11.2028	Definitiv	Independent
Decebal BĂESCU (cu atribuții delegat de Director General)	13.11.2024 - 12.11.2028	Definitiv	Independent
Maria Roberta DOLOIU	09.12.2024 - 08.05.2025 (5 luni)	Provizoriu	Independent
	09.05.2025 - 08.07.2025 (prelungire mandat 2 luni)	Provizoriu	Independent
Mirela IONESCU	09.12.2024 - 08.05.2025 (5 luni)	Provizoriu	Independent
	09.05.2025 - 08.07.2025 (prelungire mandat 2 luni)	Provizoriu	Independent
	03.12.2025 - 12.11.2028	Definitiv	Independent
	25.04.2025 - 24.09.2025	Provizoriu	Independent

Nume prenume	Perioada mandatului	Statut	Independent/ neindependent
Liviu Calin BUTNARIU	(5 luni)		
	25.09.2025 - 24.11.2025 (prelungire mandat 2 luni)	Provizoriu	Independent
Alin ENE	03.12.2025 - 12.11.2028	Definitiv	Independent
Veronica SOARE	03.12.2025 - 12.11.2028	Definitiv	Independent

Componența Consiliului de Administrație la data prezentei raportări este următoarea:

- 4 membri neexecutivi numiți în urma procedurii de selecție (definitivi)
- 1 membru executiv definitiv, căruia i-a fost delegată de către Consiliul de Administrație, conducerea Societății pentru un mandat cuprins între 11.04.2025 și 12.11.2028.

Societatea este reprezentată prin Directorul General (numit în urma desfășurării procedurii de selecție pentru directorul general), care la momentul prezentei raportări este administrator executiv.

- Diversitatea de gen a Consiliului de Administrație este în proporție de 40% femei.
- Toți membrii Consiliului de Administrație sunt independenți.

În cadrul Consiliului de Administrație își desfășoară activitatea trei comitete consultative: Comitetul de nominalizare și remunerare, Comitetul de audit și Comitetul de gestionare a riscurilor.

Comitetul de Nominalizare și Remunerare	Constituit la data de 11.12.2024
DIMITRIU Victor-Andrei – președinte	Decizia Consiliului de Administrație nr. 52/08.12.2025
SOARE Veronica	
IONESCU Mirela	
ENE Alin	
Comitetul de Audit	Constituit la data de 11.12.2024
IONESCU Mirela – președinte	Decizia Consiliului de Administrație nr. 52/08.12.2025
DIMITRIU Victor-Andrei	
SOARE Veronica	
ENE Alin	
Comitetul de gestionare a riscurilor	Constituit la data de 11.12.2024
ENE Alin – președinte	Decizia Consiliului de Administrație nr. 52/08.12.2025
DIMITRIU Victor-Andrei	
IONESCU Mirela	
SOARE Veronica	

Comitetul de nominalizare și remunerare organizează sesiuni de instruire pentru membrii consiliului, formulează propuneri de remunerare a administratorilor și directorilor, cu respectarea politicii de remunerare transmise de AMEPIP, și sprijină consiliul în evaluarea propriei performanțe, precum și a performanței conducerii executive.

Comitetul de gestionare a riscurilor asigură concordanța activităților de control cu riscurile generate de activitățile și procesele care fac obiectul controlului, identifică, analizează, evaluează, monitorizează și raportează riscurile identificate, planul de măsuri de atenuare sau anticipare a acestora, alte măsuri luate de conducerea executivă.

De asemenea, este responsabil cu măsurarea solvabilității întreprinderii publice, prin raportare la atribuțiile și obligațiile uzuale ale acesteia, și informează sau, după caz, face propuneri consiliului de administrație, respectiv consiliului de supraveghere.

Comitetul de audit îndeplinește atribuțiile prevăzute la art. 65 din Legea nr. 162/2017.

Filiala Smart. Smart a fost înființată în anul 2001, prin Hotărârea de Guvern nr. 710/19.07. 2001 privind înființarea filialei Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport S.C. „Smart” S.A. prin reorganizarea unor activități din cadrul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A.

Principală activitate desfășurată de Societate este efectuarea de revizii și reparații la echipamentele primare din rețelele electrice, remedierea incidentelor la instalații electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, microproducție de echipamente electrice.

Smart are în componență opt sedii secundare cu statut de sucursală, fără personalitate juridică. Smart este filială a Transelectrica (unic acționar), și are ca obiectiv principal de activitate repararea echipamentelor electrice (efectuarea de revizii, reparații și remedieri incidente la echipamentele primare și secundare din rețelele electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, microproducție de echipamente electrice).

În vederea conformării cu obligațiile legale în domeniu, AGA a inițiat în anul 2024 procesul de selecție a administratorilor, conform OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, în luna decembrie fiind numiți 3 (trei) administratori pentru un mandat de 4 ani. În februarie 2025 a fost inițiată o nouă procedură de selecție pentru ocuparea celor două posturi rămase vacante, iar în luna decembrie 2025, ca urmare a unei Decizii AMEPIP, procedura de selecție a fost reluată.

Societatea Smart este condusă de AGA și Consiliul de Administrație, compus din 5 membri⁷, numiți de AGA, conform legislației privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice. Conducerea executivă este asigurată de Directorul General.

Componența Consiliului de Administrație pe parcursul anului 2025 a fost următoarea:

Nume prenume	Perioada mandatului	Statut	Independent/ neindependent
Raluca Cristina ISPIR (Presedinte)	23.12.2024 - 22.12.2028	Definitiv	Neindependent
Decebal BĂESCU	23.12.2024 - 22.12.2028	Definitiv	Independent
Gheorghe BOLINTINEANU (cu atribuții delegate de Director General)	23.12.2024 - 22.12.2028	Definitiv	Independent
Ion BUCUR	21.02.2025 - 20.07.2025 (5 luni)	Provizoriu	
	21.07.2025 - 20.09.2025 (prelungire mandat 2 luni)	Provizoriu	
Adrian-Cristian CONSTANTIN	02.04.2025 - 01.09.2025 (5 luni)	Provizoriu	Independent
	02.09.2025 - 01.11.2025 (prelungire mandat 2 luni)	Provizoriu	Independent

⁷ La momentul prezentului raport, Consiliul de administrație este format din 3 membri, mandatele membrilor provizorii încetând prin ajungere la termen și fiind totodată în derulare procedura de selecție pentru ocuparea celor 2 posturi vacante.

Componența Consiliului de Administrație la data prezentei raportări este următoarea:

- 2 membri neexecutivi, numiți în urma procedurii de selecție (definitivi)
- 1 membru executiv definitiv, căruia i-a fost delegată de către Consiliul de Administrație conducerea societății pentru un mandat cuprins între 06.06.2025 și 22.12.2028.

Societatea este reprezentată prin Directorul General (numit în urma procedurii de selecție pentru ocuparea postului de director general), care la momentul prezentei raportări este administrator executiv.

- Diversitatea de gen a Consiliului de Administrație este în proporție de 33,3% femei.

În cadrul Consiliului de Administrație, își desfășoară activitatea trei comitete consultative: Comitetul de nominalizare și remunerare, Comitetul de audit și Comitetul de gestionare a riscurilor.

Comitetul de Nominalizare și Remunerare	Constituit la data de 24.12.2024
ISPIR Raluca Cristina	Decizia Consiliului de Administrație nr. 44/24.12.2024
BĂESCU Decebal	
Comitetul de Audit	Constituit la data de 24.12.2024
ISPIR Raluca Cristina	Decizia Consiliului de Administrație nr. 44/24.12.2024
BĂESCU Decebal	
BOLINTINEANU Gheorghe	
Comitetul de gestionare a riscurilor	Constituit la data de 24.12.2024
ISPIR Raluca Cristina	Decizia Consiliului de Administrație nr. 44/24.12.2024
BĂESCU Decebal	
BOLINTINEANU Gheorghe	

Comitetul de nominalizare și remunerare organizează sesiuni de instruire pentru membrii Consiliului, formulează propuneri de remunerare a administratorilor și directorilor, cu respectarea politicii de remunerare transmise de AMEPIP și sprijină Consiliul în evaluarea propriei performanțe, precum și a performanței conducerii executive.

Comitetul de gestionare a riscurilor asigură concordanța activităților de control cu riscurile generate de activitățile și procesele care fac obiectul controlului, identifică, analizează, evaluează, monitorizează și raportează riscurile identificate, planul de măsuri de atenuare sau anticipare a acestora, alte măsuri luate de conducerea executivă. De asemenea, este responsabil cu măsurarea solvabilității întreprinderii publice, prin raportare la atribuțiile și obligațiile uzuale ale acesteia, și informează sau, după caz, face propuneri consiliului de administrație, respectiv consiliului de supraveghere.

Comitetul de audit îndeplinește atribuțiile prevăzute la art. 65 din Legea nr. 162/2017.

Relațiile de guvernanță dintre Transelectrica și filialele sale (Teletrans și Smart). Relațiile de guvernanță dintre Transelectrica și filialele sale, Teletrans și Smart, sunt structurate într-un cadru de guvernanță clar definit, prin care societatea-mamă își exercită controlul în conformitate cu principiile guvernanței corporative și cu reglementările aplicabile.

Deciziile strategice privind filialele menționate sunt luate la nivelul Directoratului Transelectrica, care are atribuția de a decide cu privire la exprimarea votului în AGA filialelor.

De asemenea, Directoratul stabilește direcțiile esențiale pentru managementul acestora, având competențe în ceea ce privește numirea și revocarea administratorilor filialelor și remunerarea acestora. În ceea ce privește conducerea filialelor, administratorii acestora își desfășoară activitatea în baza unor obiective clar definite, stabilite prin Scrisoarea de așteptări și Planul de administrare.

În prezent, la nivelul organelor de conducere și supraveghere implicate în guvernanta Grupului Transelectrica, competențele și expertiza specifice necesare pentru supravegherea aprofundată a aspectelor de durabilitate (de exemplu, stabilirea și monitorizarea țințelor, plan de tranziție și cerințe ESRS avansate) nu sunt încă disponibile într-o formă completă și sistematică. În acest context, Grupul are în vedere, în cursul perioadei următoare, realizarea unei cercetări de piață pentru identificarea opțiunilor prin care poate avea acces la expertiza necesară (formare specializată, programe dedicate și/sau suport extern), precum și inițierea demersurilor de dezvoltare a competențelor relevante atât la nivelul Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cât și în structurile cheie implicate în raportarea și managementul aspectelor ESG. Obiectivul urmărit este consolidarea acestei capacități de supraveghere și planificare în domeniul sustenabilității în mod gradual, astfel încât, într-un orizont de maximum trei ani, Compania să dispună de un nivel adecvat de expertiză pentru a susține coerent strategia de sustenabilitate, țințele și planurile asociate.

Informațiile furnizate organelor de administrație, de conducere și de supraveghere ale întreprinderii și aspectele de durabilitate abordate de acestea (GOV-2)

În cadrul Transelectrica, Directoratul și, după caz, Consiliul de Supraveghere/comitetele relevante sunt informate cu privire la impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative (IRO), la stadiul implementării obligației de diligență și la rezultatele/eficacitatea politicilor, acțiunilor, indicatorilor și țințelor adoptate. Informarea se realizează prin procesul structurat de management al riscurilor reglementat de Procedura operațională TEL-10.00, în cadrul căruia Echipa de Management al Riscurilor și Comisia de Monitorizare a Controlului Intern Managerial (constituită prin Hotărârea Directoratului nr. 210/2024) colectează și consolidează informațiile transmise de entitățile organizatorice, inclusiv rapoarte anuale și raportări periodice privind riscurile semnificative, planul de implementare a măsurilor de control și stadiul acestora. În completare, Directoratul a aprobat în anul 2025 un mod de lucru privind agregarea, validarea și verificarea informațiilor necesare raportării de sustenabilitate, cu implicarea structurilor de specialitate, iar pe parcursul anului au fost realizate raportări periodice referitoare la îndeplinirea obiectivelor și indicatorilor din Planul de administrare.

Procesul structurat de gestionare a riscurilor

Cadrul organizațional al managementului riscurilor	Procesul de informare și raportare	Procesul decizional bazat pe informarea privind riscurile
Procedura operațională TEL-10.00 Managementul Riscului - asigură identificarea, evaluarea, gestionarea și monitorizarea riscurilor	Raportările periodice privind riscurile semnificative - transmise către Directorat și Președintele Comisiei de Monitorizare	Evaluarea și prioritizarea riscurilor pentru a stabili profilul de risc și limita de toleranță la risc ale Companiei
Comisia de monitorizare a controlului intern managerial, constituită prin Hotărârea Directoratului nr. 210/2024 - coordonează procesul de actualizare a obiectivelor, gestionarea riscurilor și monitorizarea performanțelor	Planul de implementare a măsurilor de control pentru riscurile semnificative, aprobat de Directorat - transmis compartimentelor responsabile pentru implementare	Stabilirea măsurilor necesare pentru gestionarea riscurilor semnificative și monitorizarea implementării acestora
Echipa de Management al Riscurilor (condusă de Inspectorul Șef Adjunct Managementul Riscului) - asigură raportarea riscurilor către Directoratul Companiei	Informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor este elaborată pe baza rapoartelor anuale ale entităților organizatorice și supusă analizei Comisiei de Monitorizare și aprobării Directoratului	Raportările către Direcția Guvernanță Corporativă, Relația cu Investitorii și Reprezentare privind informațiile necesare în vederea rapoartelor de sustenabilitate

Organele de conducere ale Transelectrica sunt informate periodic asupra impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative legate de sustenabilitate, prin:

- **Sistemul de Management Integrat al Riscurilor**, care asigură identificarea și tratamentul pierderilor potențiale înainte ca acestea să se materializeze.
- **raportările anuale și periodice** privind situația riscurilor și măsurile de control implementate.
- **evaluările periodice ale impacturilor de mediu** și măsurile preventive luate pentru reducerea acestora.

Informarea este realizată de către Direcția de Management Integrat și alte structuri specializate, iar raportarea are loc cel puțin anual sau ori de câte ori este necesar în funcție de evoluția riscurilor. Directoratul și Consiliul de Supraveghere integrează aceste aspecte esențiale în procesele decizionale, asigurând:

- alinierea strategică – supravegherea și implementarea unor măsuri care să minimizeze impactul asupra mediului și să atenueze riscurile asociate;
- evaluarea tranzacțiilor majore – analiza riguroasă a implicațiilor de mediu și de sustenabilitate înainte de luarea deciziilor strategice;
- managementul proactiv al riscurilor – monitorizarea și controlul eficient al principalilor factori de risc, inclusiv cei climatici, operaționali și financiari.

În plus, Transelectrica adoptă măsuri proactive, cum ar fi:

- **investiții în modernizarea infrastructurii pentru reducerea impactului de mediu;**
- **adoptarea de tehnologii mai sustenabile**, cum ar fi echipamente cu emisii reduse de poluanți.

În anul 2025 nu au fost identificate riscuri strategice noi asociate aspectelor ESG, peste cele deja incluse în registrul de riscuri și monitorizate prin mecanismele existente. Analiza riscurilor de sustenabilitate a demonstrat că impactul acestora este gestionat eficient prin măsurile de control și mecanismele de monitorizare implementate la nivelul Companiei, în conformitate cu cerințele de guvernanță corporativă și reglementările aplicabile.

În procesul de supraveghere și decizie, organele de conducere analizează, după caz, compromisurile dintre obiectivele operaționale, cerințele de conformare și efectele potențiale asupra mediului și societății, în cadrul materialelor de fundamentare și al avizărilor interne, în limita informațiilor disponibile și a responsabilităților stabilite. Compromisurile sunt analizate punctual, în funcție de subiect, în documentele de fundamentare și în circuitul de avizare/aprobare (ex. proiecte de investiții, mentenanță, achiziții, conformare). De regulă, analiza urmărește echilibrul între continuitatea și siguranța în funcționare, cost, termene, cerințe de conformare și efecte potențiale de mediu/social (ex. lucrări în teren: programarea lucrărilor sau alegerea traseelor/soluțiilor pentru a reduce impactul asupra mediului, în limitele fezabilității tehnice și reglementare).

Ca și în cazul Transelectrica, în cadrul filialelor Companiei, procesul structurat de gestionare a riscurilor joacă un rol important în informarea organelor de conducere, asigurând o abordare eficientă și proactivă în identificarea, evaluarea și monitorizarea riscurilor. Mecanismul implementat oferă transparență și vizibilitate asupra riscurilor semnificative, facilitând integrarea managementului riscurilor în procesele decizionale strategice.

Integrarea performanței legate de durabilitate în sistemele de stimulente (GOV-3)

Politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a Transelectrica a fost aprobată prin Hotărârea AGOA nr. 4/29.04.2025. Totodată, prin Hotărârea nr.3/01.04.2025, AGA a aprobat limitele generale ale remunerației și celelalte beneficii ce vor fi acordate de către Transelectrica membrilor Directoratului, incluzând indemnizația fixă, indemnizația variabilă, precum și alte avantaje acordate acestora.

Politica de remunerare este disponibilă public pe site-ul Companiei, la următorul link: <https://www.transelectrica.ro/web/tel/aga.jsessionid=EA22038BE07934DF97780E3EE344E895>.

Sistemele de stimulente implementate la nivelul Transelectrica sunt structurate în conformitate cu legislația aplicabilă, standardele de guvernanta corporativă și principiile de transparență și performanță. Politica de remunerare stabilește cadrul general aplicabil și descrie responsabilitățile decidenților în stabilirea și aprobarea remunerației și a celorlalte beneficii.

Structura stimulentei și mecanismul de corelare cu performanța. Membrii Consiliului de Supraveghere beneficiază de o indemnizație fixă lunară, stabilită de AGA, fără componentă variabilă, în timp ce membrii Directoratului beneficiază de o indemnizație fixă lunară și de o componentă variabilă a remunerației, stabilită de Consiliul de Supraveghere în limitele maxime stabilite de AGA, în conformitate cu prevederile aplicabile, inclusiv OUG nr. 109/2011.

Sistemul de recompensare pentru membrii Directoratului este compus din două componente principale:

- *componenta fixă* – remunerație care reflectă complexitatea poziției, responsabilitățile și standardele de piață pentru funcțiile executive similare;
- *componenta variabilă* – direct legată de îndeplinirea unor indicatori de performanță financiari, nefinanciari și ESG (mediu, social, guvernanta), având rolul de a stimula atingerea obiectivelor strategice ale Companiei.

Componenta variabilă a remunerației este corelată cu gradul de realizare a unor indicatori-cheie de performanță (KPI), asumați prin Planul de administrare 2024–2028, cu ținte anuale și formule de calcul. Evaluarea realizării KPI se realizează anual, iar rezultatele sunt utilizate de Consiliul de Supraveghere în determinarea componentei variabile, potrivit cadrului aprobat.

KPI-urile sunt structurate în trei categorii: **indicatori financiari**, **indicatori nefinanciari** și **indicatori necomerciali**. În cadrul setului de KPI sunt incluse și elemente relevante de durabilitate, precum: **consumul intern de energie electrică** (cu ținte anuale de reducere), **stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor** (menținerea instrumentelor/cadrului aferent) și **diferența de remunerare între angajații de sex feminin și cei de sex masculin** (cu ținte anuale de reducere), alături de indicatori de siguranță și dezvoltare a competențelor (instruiri și ore de formare). Prin această structură, sistemul de stimulente susține alinierea performanței managementului cu obiectivele operaționale și cu aspectele relevante de mediu, sociale și de guvernanta.

În Planul de administrare pentru perioada 2024-2028 (în continuare "Planul de administrare"), Transelectrica își asumă un rol activ în atingerea obiectivelor stabilite prin legislația națională și directivele europene din domeniul energiei regenerabile, precum „Fit for 55” și „Green Deal”, inițiative esențiale pentru tranziția energetică a Uniunii Europene.

În acest context, **Transelectrica se angajează să contribuie la implementarea măsurilor necesare pentru reducerea emisiilor de carbon, integrarea surselor regenerabile și modernizarea infrastructurii energetice**, adaptându-se schimbărilor substanțiale ce vor remodela Sistemul Energetic European în anii următori.

Pentru a susține această tranziție și a asigura conformitatea cu obiectivele europene, sunt necesare investiții semnificative în tehnologii avansate cu emisii reduse de dioxid de carbon, integrarea surselor de energie regenerabilă, optimizarea eficienței energetice și modernizarea infrastructurii rețelei electrice. Aceste investiții sunt esențiale pentru adaptarea Sistemului Energetic Național la noile cerințe de sustenabilitate și pentru consolidarea rolului României în cadrul pieței energetice europene.

Planul de administrare conturează direcția strategică a Transelectrica, reafirmându-i rolul esențial atât în asigurarea securității și stabilității energetice naționale, cât și în facilitarea integrării capacităților de producție a energiei electrice din surse regenerabile. În acest context, Planul de administrare stabilește programele, resursele și calendarul acțiunilor cu termene de implementare și responsabili, prin care este realizată strategia de administrare, respectiv atingerea tuturor obiectivelor strategice și a criteriilor și indicatorilor de performanță asumați.

Din Planul de administrare a rezultat o serie de obiective strategice și un set de indicatori cheie de performanță de referință, care să faciliteze îndeplinirea obiectivelor strategice ale Companiei Transelectrica și cerințelor de eficiență operațională, sustenabilitate și siguranță a sistemului energetic național. Acești indicatori sunt structurați în mai multe categorii esențiale, respectiv: indicatori financiari – 9, indicatori nefinanțari – 10 și indicator necomercial – 1, fiind prezentați în tabelul de mai jos:

Nr crt	Obiectiv/Indicatori de performanță	Formula de calcul	U.M.	Valori țintă pentru indicatorii de performanță				
				2024	2025	2026	2027	2028
	Denumire indicatori							
	Indicatori financiari							
1	Rata cheltuielilor de capital	Cheltuieli de capital*100/Total active	%	5.56%	5.57%	5.58%	5.59%	5.60%
2	Gradul de Realizarea Planului Anual de Investiții în procente enunțate din Planul de Investiții aprobat de AGA	Propunere formulă de calcul: Investiții realizate*100/Plan investiții planificat	%	90%	91%	92%	93%	94%
3	Rata de plată a dividendelor (în conformitate cu prevederile OG 64/2001)	Dividende plătite*100/Profit net	%	50%	50%	50%	50%	50%
4	Rata lichidității curente	Active curente/Datorii curente	nr	1.03	1.04	1.05	1.06	1.07
5	Rata de acoperire a Dobânzii	Profit înaintea plății dobânzii și impozitului pe profit / cheltuiala cu dobanda	nr	3.50	4.00	4.50	5.00	5.50
6	Rata de rotație a activelor	Cifra de afaceri netă*100/Valoarea medie a tuturor activelor	nr	0.50	0.52	0.53	0.54	0.55
7	Rentabilitatea activelor ROA	Profit net*100/Active totale	%	2.04%	2.05%	2.06%	2.07%	2.08%
8	Plăți restante la Bugetul de Stat	Valoarea restanțelor (datoriilor) la bugetul de stat la sfârșitul perioadei (anului fiscal)	lei	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
9	Reducerea Arieratelor	Valoarea arieratelor la sfârșitul	lei	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

		perioadei (anului fiscal)						
	Indicatori nefinanciari		U.M.	2024	2025	2026	2027	2028
1	Gradul de Realizarea Planului Anual de Mentenanță (ESG)	Activități de mentenanță realizate*100/Activități planificate în Planul de mentenanță anual	%	90%	90%	90%	90%	90%
2	Rata de retenție a clienților	(Număr total de clienți la finalul perioadei -Număr de clienți noi)*100/Număr total de clienți la începutul perioadei	%	100%	100%	100%	100%	100%
3	Scorul de satisfacție al clienților	Total număr evaluări de 4 și 5 în perioada t *100/Total număr evaluări în perioada t	%	75%	75%	75%	75%	75%
4	Numărul mediu de ore de formare per angajat (ESG)	Total număr ore de formare/Total număr angajați	nr	16.00	18.00	18.50	19.00	19.50
5	Numărul de instruirii în materie de siguranță (ESG)	Numărul total de instruirii în materie de siguranță care sau efectuat pe parcursul anului	nr	4.50	5.00	5.00	5.00	5.00
6	Numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere	Numărul ședințelor consiliului de supraveghere susținute pe parcursul anului de raportare	nr	8	10	12	14	16
7	Număr de reuniuni ale Comitetelor	Numărul ședințelor comitetelor (CNR, Comitet audit, Comitet riscuri) susținute pe parcursul anului de raportare	nr	8	10	12	14	16
8	Număr reuniuni Comitet Directorat	Numărul ședințelor Comitetului Directorat susținute pe parcursul anului de raportare	nr	36	38	40	42	46
9	Consumul intern de energie electrică (ESG)	Consum intern de energie statii RET și sedii	MWh	46,500	46,400	46,300	46,200	46,100
10	Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor (ESG)	Există instrument de gestionare al riscurilor		DA	DA	DA	DA	DA
	Indicatori necomerciali		U.M.	2024	2025	2026	2027	2028
1	Diferența de remunerare între angajații de sex feminin și cei de sex masculin (ESG)	Salariul mediu lunar al angajaților de sex feminin*100/Salariul mediu lunar al angajaților de sex masculin	%	0.75%	0.50%	0.25%	0.00%	0.00%

În cadrul Planului de administrare, indicatorii de performanță care au relevanță pentru aspectele de mediu, sociale și de guvernanță sunt marcați distinct prin specificația „ESG”, pentru a permite identificarea rapidă a acestora și urmărirea separată a contribuției lor la obiectivele de sustenabilitate. Acest lucru facilitează corelarea indicatorilor cu temele materiale rezultate din analiza de dublă materialitate și cu secțiunile relevante ale raportului de sustenabilitate, asigurând o trasabilitate clară între țintele asumate, monitorizarea performanței și raportarea către părțile interesate.

Prin includerea KPI-urilor relevante de durabilitate în setul de indicatori utilizați pentru determinarea componentei variabile a remunerației Directoratului, Transelectrica urmărește alinierea responsabilității manageriale cu obiectivele operaționale și cu cerințele de guvernanță, eficiență și performanță în materie de sustenabilitate.

Performanța evaluată în raport cu ținte și/sau impacturi specifice legate de durabilitate. Performanța în cadrul Transelectrica este evaluată în raport cu ținte specifice legate de durabilitate, reflectate printr-o serie de indicatori nefinanțari și necomerțiali care influențează componenta variabilă a remunerației membrilor Directoratului. Printre acestea se numără **reducerea consumului intern de energie electrică** (stații RET și sedii), cu ținte anuale de 46.400 MWh pentru 2025, 46.300 MWh pentru 2026, 46.200 MWh pentru 2027 și 46.100 pentru 2028, precum și **reducerea diferenței de remunerare între femei și bărbați**, cu ținte de 0,50% pentru 2025, 0,25% pentru 2026 și 0% pentru 2027 și 2028. În plus, este urmărită **menținerea cadrului de gestionare a riscurilor** (indicator de tip „DA”), ca element de guvernanță relevant pentru continuitatea operațională și reducerea vulnerabilităților. Prin includerea acestor indicatori în sistemul de stimulente, Compania urmărește alinierea responsabilității manageriale cu obiectivele ESG și monitorizarea progresului în atingerea țăintelor asumate.

Aceste obiective reflectă alinierea Transelectrica la principiile ESG (mediu, social, guvernanță) și la cerințele moderne de sustenabilitate, având un impact direct asupra performanței organizaționale și responsabilității sociale.

Indicatorii de performanță legați de durabilitate sunt incluși în politica de remunerare și sunt utilizați în determinarea componentei variabile a remunerației membrilor Directoratului, prin KPI prevăzuți în Planul de administrare. Aceștia includ, după caz, consumul intern de energie electrică, menținerea cadrului de gestionare a riscurilor și diferența de remunerare între femei și bărbați. Acești indicatori sunt utilizați ca și KPI operaționali în sistemul de stimulente (nu doar ca indicatori de referință), contribuind la monitorizarea progresului în atingerea obiectivelor ESG relevante.

Prin includerea lor în politica de remunerare, Transelectrica creează un mecanism de responsabilizare a managementului, stimulând implementarea unor măsuri eficiente pentru reducerea impactului asupra mediului, optimizarea proceselor operaționale și îmbunătățirea echității sociale. Această abordare reflectă alinierea companiei la principiile ESG și la cerințele de sustenabilitate impuse de reglementările europene și naționale.

Proporția remunerației variabile care depinde de ținte/impacturi legate de durabilitate este inclusă în componenta aferentă KPI-urilor nefinanțare și necomerțiale, care reprezintă 25% din setul de indicatori utilizați la determinarea componentei variabile. În cadrul acestei componente sunt incluse ținte legate de durabilitate, precum consumul intern de energie electrică și diferența de remunerare între femei și bărbați, precum și menținerea cadrului de gestionare a riscurilor.

Teletrans. Din Planul de administrare a rezultat o serie de obiective strategice și un set de indicatori cheie de performanță de referință, care să faciliteze îndeplinirea obiectivelor strategice ale societății și cerințelor de eficiență operațională, sustenabilitate și siguranță a sistemului energetic național. Acești indicatori sunt structurați în 2 categorii esențiale, respectiv: indicatori financiar – 5, indicatori nefinanțari – 5. Indicatorii nefinanțari sunt prezentați în tabelul de mai jos, cei care au relevanță pentru aspectele de mediu, sociale și de guvernanță fiind marcați distinct prin specificația „ESG”:

Indicatori cheie de performanță financiari	Pondere	Formula de calcul	U.M	2025	2026	2027	2028
Numărul mediu de ore de formare per angajat (ESG)	10%	Total numar de ore de formare / Numar total de angajati	nr.	18	19	20	21
Instituirea unui sistem de siguranță a angajaților (ESG)	10%	Existența și actualizarea continuă a unui sistem de siguranță a angajaților	DA/NU	DA	DA	DA	DA
Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor (ESG)	5%	Gestionarea și urmărirea riscurilor din companie	DA/NU	DA	DA	DA	DA
Valoarea totală a pachetului de remunerare	10%	Valoare totală conform legislației în vigoare	DA/NU	Conform legislație	Conform legislație	Conform legislație	Conform legislație
Realizare nivel SLA (Service Level Agreement) în cadrul Operatorului Național de Transport	15%	(Nivel SLA îndeplinit / Nivel SLA asumat) * 100	%	90%	91%	92%	93%

Smart. Din Planul de administrare a rezultat o serie de obiective strategice și un set de indicatori cheie de performanță de referință, care să faciliteze îndeplinirea obiectivelor strategice ale societății și cerințelor de eficiență operațională, sustenabilitate și siguranță a sistemului energetic național. Acești indicatori sunt structurați în 2 categorii esențiale, respectiv: indicatori financiari – 8, indicatori nefinanțari – 3 (5 indicatori de performanță). Indicatorii nefinanțari sunt prezentați în tabelul de mai jos, cei care au relevanță pentru aspectele de mediu, sociale și de guvernanță fiind marcați distinct prin specificația „ESG”:

Categorie de indicatori nefinanțari*	Indicatori de performanță nefinanțari	Pondere	Formula de calcul	UM	Țintă			
					2025	2026	2027	2028
Indicatori operaționali referitor la angajați	Numărul mediu de ore de formare per angajat (ESG)	10%	Total numar de ore de formare / Numar de angajati	nr.	40	40	40	40
	Instituirea unui sistem de siguranță a angajaților (ESG)	10%	Existența sistemului de siguranță	DA/NU	DA	DA	DA	DA
Indicatori legați de guvernanță corporativă	Numărul ședințelor Consiliului de administrație (CA)	10%	Numărul ședințelor CA organizate într-un an	nr.	18	18	18	18
	Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor (ESG)	5%	Stabilirea cadrului de gestionarea a riscurilor	DA/NU	DA	DA	DA	DA
Indicatori referitori la RepowerEU	Încadrarea în jaloanele asumate în cadrul RepowerEU (ESG)	15%	Încadrarea în jaloanele asumate	DA/NU	DA	DA	DA	DA

Aprobarea și actualizarea stimulentei. Componenta variabilă a remunerației membrilor Directoratului este stabilită de către Consiliul de Supraveghere, în limitele și condițiile generale aprobate de AGA, potrivit Actului constitutiv și cadrului legal aplicabil. Componenta variabilă se acordă anual, în funcție de nivelul de realizare a obiectivelor cuprinse în planul de administrare și de gradul de îndeplinire a indicatorilor-cheie de performanță aprobați de AGA, anexă la contractul de mandat.

Filiala Teletrans. La data raportării, Consiliul de Administrație este format din 5 membri numiți în cadrul procedurilor aplicabile. Dintre aceștia, doi membri au mandate stabilite pentru durata completă de 4 ani, iar pentru ceilalți trei membri durata mandatului este aliniată perioadei rămase din mandatele inițiale ale administratorilor numiți în anul 2024, în vederea asigurării continuității guvernantei. Planul de administrare al Teletrans a fost aprobat prin Decizia Consiliului de Administrație nr. 22/25.04.2025, iar indicatorii de performanță aferenți (inclusiv cei care vizează aspecte de durabilitate) au fost aprobați prin Hotărârea AGA nr. 14/05.06.2025, în conformitate cu prevederile OUG nr. 109/2011.

Filiala Smart. La data întocmirii raportului, trei membri ai Consiliului de Administrație sunt numiți pentru un mandat de 4 ani, iar pentru ocuparea posturilor vacante se află în derulare o procedură de selecție. Planul de administrare al Smart a fost aprobat prin Decizia Consiliului de Administrație nr. 24/01.08.2025, iar indicatorii de performanță aferenți (inclusiv cei care vizează aspecte de durabilitate) au fost aprobați în AGA nr. 11/10.11.2025, în conformitate cu prevederile OUG nr. 109/2011.

Declarație privind procesul de diligență (GOV-4)

Transelectrica aplică un cadru de management integrat care susține abordarea sistematică a aspectelor de calitate, mediu, sănătate și securitate în muncă și contribuie la gestionarea riscurilor și oportunităților relevante pentru sustenabilitate. Sistemul de management integrat este operaționalizat prin proceduri și controale interne și este susținut de certificări conforme cu standardele SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR ISO 45001:2023.

În perioada 16 – 20.06.2025, sistemul de management integrat a fost supus unui audit extern de SUPRAVEGHERE II, realizat de SRAC CERT SA, finalizat prin Raportul de audit nr. 25952/23.06.2025.

Procesul de diligență al Grupului Transelectrica în ceea ce privește aspectele de sustenabilitate este structurat pe etape care vizează integrarea criteriilor relevante în strategia și modelul de afaceri, consultarea părților interesate, evaluarea impacturilor și riscurilor, implementarea măsurilor de răspuns și monitorizarea eficacității acestora.

Progresul înregistrat și modul de monitorizare pentru obiectivele/țintelor stabilite în materie de sustenabilitate sunt urmărite prin mecanisme interne de raportare și prin indicatori relevanți (KPI), acolo unde sunt definiți, inclusiv prin raportări periodice privind stadiul implementării acțiunilor și atingerea țăntelor asumate. În ceea ce privește procesele, politicile și procedurile cu impact asupra raportării ESG, Transelectrica urmărește funcționarea controalelor aferente, iar în situația identificării unor deficiențe, acestea sunt analizate, se stabilesc măsuri corective și, după caz, măsuri de prevenire a recurenței (de exemplu, clarificări procedurale, responsabilități, instruiți și/sau ajustări ale fluxurilor de verificare), aspecte reflectate în secțiunile relevante ale Raportului.

Elementele principale ale procesului de diligență	Secțiunea corespunzătoare din raportul de sustenabilitate
Integrarea diligenței necesare în guvernanta, strategie și modelul de afaceri	ESRS 2 SBM-1 – Strategia, modelul de afaceri și lanțul valoric ESRS 2 GOV-1/GOV-2 – Roluri și informarea organelor statutare
Identificarea și prioritizarea părților interesate afectate și dialogul cu acestea	ESRS 2 SBM-2 – Interesele și punctele de vedere ale părților interesate (proces de implicare și integrare a feedback-ului)
Identificarea și evaluarea impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative	ESRS 2 IRO-1 – procesele de identificare și evaluare a IRO ESRS 2 IRO-2 – cerințe acoperite și aplicabilitate
Prevenirea, atenuarea, remedierea sau stoparea	ESRS E1-E5, ESRS S1-S4 și ESRS G1 – politici, acțiuni, resurse

Elementele principale ale procesului de diligență	Secțiunea corespunzătoare din raportul de sustenabilitate
impacturilor negative (reale sau potențiale)	și măsuri pentru temele materiale (după caz, în funcție de temele identificate ca semnificative)
Mecanisme de remediere și canale de sesizare/reclamații (acolo unde sunt aplicabile)	ESRS S1–S4 și ESRS G1 – procese de remediere și canale de exprimare a preocupărilor (după caz, conform cerințelor tematice aplicabile)
Monitorizarea eficacității acțiunilor și raportarea progresului față de ținte	ESRS 2 MDR-T (acolo unde există ținte) și secțiunile tematice relevante (E1–E5, S1–S4, G1) – urmărirea progresului; (după caz) ESRS 2 GOV-5 – controale interne privind raportarea
Controale interne și asigurarea calității datelor utilizate în raportare (inclusiv îmbunătățiri)	ESRS 2 GOV-5 – gestionarea riscurilor și controalele interne referitoare la raportarea privind durabilitatea; (după caz) secțiunile metodologice din ESRS 2 BP-1/BP-2 (estimări, incertitudini, tranziții)

** Această cartografiere explică modul și locul în care etapele procesului de diligență sunt reflectate în raportarea de durabilitate, în scop informativ, fără a introduce cerințe comportamentale suplimentare.*

Filiala Teletrans are proiectat, documentat și implementat un Sistem Integrat de Management al calității, mediului, securității și sănătății în muncă în conformitate cu cerințele următoarelor standarde de referință: SR EN ISO 9001:2015 „Sisteme de management al calității. Cerinte.” - pentru calitate; SR EN ISO 14001:2015 „Sisteme de management de mediu. Specificații și ghid de utilizare” - pentru mediu; SR EN ISO 45001:2023 (Sistem de Management al Sănătății și Securității în muncă) și Sistemul de Management al Securității Informațiilor la nivel de Executiv, conform cerințelor standardului ISO/IEC 27001:2018.

Filiala Smart are proiectat, documentat și implementat un Sistem Integrat de Management al calității, mediului, securității și sănătății în muncă în conformitate cu cerințele următoarelor standarde de referință: SR EN ISO 9001:2015 „Sisteme de management al calității. Cerinte.” - pentru calitate; SR EN ISO 14001:2015 „Sisteme de management de mediu. Specificații și ghid de utilizare” - pentru mediu; EN ISO 45001:2023 Sistem de Management al Sănătății și Securității în muncă–pentru securitatea muncii .

Gestionarea riscurilor și controalele interne referitoare la raportarea privind durabilitatea (GOV-5)

Domeniu de aplicare, principale caracteristici și componente. Transelectrica gestionează riscurile și controalele interne aferente raportării privind durabilitatea ca parte a Sistemului de Management Integrat al Riscurilor, cu scopul de a sprijini conformitatea și calitatea informațiilor raportate (completitudine, acuratețe, trasabilitate) în raport cu cerințele ESRS și reglementările aplicabile. Cadrul este aliniat cerințelor Ordinului SGG nr. 600/2018 și este operaționalizat prin Procedura operațională TEL-10.00 Managementul Riscurilor.

Principalele componente ale proceselor și sistemelor de gestionare a riscurilor și de control intern în ceea ce privește raportarea privind durabilitatea includ:

- *Comisia de monitorizare pentru implementarea Sistemului de Control Intern Managerial (CM SCIM)*, care supervizează procesul de gestionare a riscurilor și raportarea acestora către Directorat;
- *Echipa de Management al Riscurilor pe Companie (EMRC)*, care analizează și prioritizează riscurile semnificative la nivel de Companie;
- *Planul de implementare a măsurilor de control pentru riscurile semnificative*, revizuit și aprobat anual.

În ceea ce privește riscurile din lanțul valoric, disponibilitatea datelor primare furnizate direct de entitățile din amonte și/sau din aval este în prezent limitată, astfel că evaluările se bazează pe informațiile disponibile în mod rezonabil și, după caz, pe estimări. Grupul Transselectrica are în vedere îmbunătățirea progresivă a calității și trasabilității datelor din lanțul valoric pentru raportările viitoare.

Abordarea urmată în materie de evaluare a riscurilor. Riscurile relevante sunt identificate și evaluate anual și ori de câte ori intervin modificări semnificative ale contextului operațional sau de reglementare. Evaluarea se realizează printr-o matrice de risc bazată pe aprecierea probabilității și a impactului, fiecare notate pe o scară de la 1 la 3 (scăzut/mediu/ridicat). Nivelul de risc rezultă din combinarea (de exemplu, prin produsul) celor două scoruri, iar rezultatul este utilizat pentru prioritizarea riscurilor, stabilirea limitei de toleranță la risc și definirea măsurilor de control, a responsabilităților și a termenelor de implementare.

Principalele riscuri și strategiile de atenuare/controalele aferente. Principalele categorii de riscuri urmărite includ riscuri tehnice și operaționale (de ex. stabilitatea SEN, avarii, disfuncționalități ale sistemelor), riscuri climatice și de mediu (de ex. fenomene extreme, emisii și conformare de mediu), riscuri de conformitate și reglementare (modificări legislative/cerințe ESRS) și riscuri de securitate cibernetică. Pentru acestea sunt stabilite strategii de atenuare și controale, precum: monitorizarea continuă a parametrilor de funcționare, programe de mentenanță preventivă/predictivă, digitalizarea monitorizării, proceduri de alertă și testare periodică, audituri interne/extern, monitorizare legislativă, măsuri de securitate IT (testări, actualizări, criptare, instruire).

Principalele caracteristici ale sistemului de gestionare a riscurilor și controlului intern				
Abordare proactivă – Transelectrica identifică, evaluează și monitorizează riscurile înainte ca acestea să se materializeze, asigurând implementarea unor măsuri preventive	Integrarea în strategia de afaceri – Sistemul de management al riscurilor este aliniat la obiectivele strategice ale companiei, contribuind la luarea deciziilor fundamentate	Conformitate cu reglementările – Sistemul de management al riscurilor respectă cerințele legislației naționale și europene, inclusiv Ordinul SGG nr. 600/2018 privind controlul intern managerial	Monitorizare continuă și raportare – se efectuează evaluări periodice ale riscurilor, iar rezultatele sunt raportate către Directorat și Consiliul de Supraveghere	Adaptabilitate – Sistemul de management al riscurilor permite ajustarea strategiilor de gestionare a riscurilor în funcție de schimbările din mediu, reglementări și evoluțiile tehnologice

Registrul riscurilor reprezintă un instrument esențial în cadrul procesului de management al riscurilor, având rolul de a identifica, evalua și monitoriza riscurile care pot afecta atingerea obiectivelor strategice ale Transelectrica. Acesta oferă o viziune clară și structurat documentată asupra riscurilor semnificative, permițând analiza impactului și a probabilității de materializare, precum și stabilirea unor măsuri de control și strategii de atenuare. În cadrul Transelectrica, Registrul riscurilor este actualizat periodic și utilizat pentru a fundamenta deciziile de gestionare a riscurilor, asigurând transparență și conformitate cu reglementările aplicabile.

Riscuri tehnice și operaționale	Pierderea stabilității Sistemului Electroenergetic Național (SEN)	- <i>Strategii de atenuare</i> : Monitorizare continuă a parametrilor de funcționare, modernizarea infrastructurii critice, implementarea unor măsuri de echilibrare a cererii și ofertei de energie - <i>Controale aferente</i> : Dispecerizarea operativă 24/7, testarea periodică a echipamentelor, implementarea de sisteme avansate de management al rețelei
	Avarii la instalații și echipamente	- <i>Strategii de atenuare</i> : Program de mentenanță preventivă și predictivă, utilizarea echipamentelor moderne cu fiabilitate crescută, digitalizarea proceselor de monitorizare a echipamentelor - <i>Controale aferente</i> : Inspecții tehnice periodice, implementarea unui sistem de alertă pentru detectarea timpurie a defecțiunilor
	Disfuncționalități ale sistemelor și platformelor de operare	- <i>Strategii de atenuare</i> : Implementarea unor soluții redundante pentru sistemele critice, testarea și actualizarea periodică a platformelor IT - <i>Controale aferente</i> : Simulări și teste de stres, audituri de securitate cibernetică
Riscuri climatice și de mediu	Impactul schimbărilor climatice asupra infrastructurii energetice	- <i>Strategii de atenuare</i> : Creșterea rezilienței infrastructurii prin utilizarea de materiale și echipamente rezistente la condiții climatice extreme, investiții în modernizare și re tehnologizare. - <i>Controale aferente</i> : Evaluări periodice ale riscurilor climatice, implementarea unui plan de acțiune pentru adaptarea la schimbările climatice.
	Emisii de gaze cu efect de seră și conformitatea cu reglementările de mediu	- <i>Strategii de atenuare</i> : Reducerea pierderilor de energie prin modernizarea rețelei, promovarea energiei regenerabile, implementarea de soluții pentru monitorizarea și reducerea emisiilor - <i>Controale aferente</i> : Monitorizarea și raportarea emisiilor de gaze cu efect de seră, implementarea unor politici de sustenabilitate energetică
Riscuri de conformitate și reglementare	Nerespectarea reglementărilor europene și naționale în domeniul energiei și mediului	- <i>Strategii de atenuare</i> : Monitorizarea continuă a modificărilor legislative, alinierea strategiilor companiei la cerințele europene privind sustenabilitatea - <i>Controale aferente</i> : Audituri interne și externe, colaborare activă cu autoritățile de reglementare
Riscuri de securitate și cibernetice	Breșe de securitate în infrastructurile critice	- <i>Strategii de atenuare</i> : Consolidarea securității IT și a protecției datelor, implementarea unor sisteme avansate de prevenire a atacurilor cibernetice - <i>Controale aferente</i> : Teste periodice de penetrare, actualizarea continuă a sistemelor de securitate
	Securitatea informațiilor și protecția infrastructurii cibernetice	- <i>Strategii de atenuare</i> : Criptarea datelor sensibile, instruirea angajaților în domeniul securității cibernetice, parteneriate cu experți în securitate informatică - <i>Controale aferente</i> : Implementarea unui sistem de management al securității informațiilor

Riscurile evidențiate în prezentul capitol, strategiile de atenuare și controalele aferente sunt detaliate pentru fiecare temă și subtemă semnificativă și reprezintă rezultatul analizei de dublă materialitate, realizată în conformitate cu Standardele ESRS.

Integrarea constatărilor evaluării riscurilor. Transelectrica integrează constatările evaluării riscurilor în mod sistematic în procesele sale de luare a deciziilor strategice, operaționale și financiare, asigurând astfel o gestionare proactivă a incertitudinilor și o aliniere cu cerințele de sustenabilitate și reglementare. Rezultatele evaluării riscurilor sunt utilizate pentru ajustarea și actualizarea strategiei Companiei, permițând identificarea riscurilor emergente și a oportunităților asociate acestora.

Totodată, Transelectrica integrează constatările evaluării riscurilor în procesele operaționale, utilizând un sistem de management integrat al riscurilor care include identificarea și clasificarea riscurilor, implementarea măsurilor corective și preventive și monitorizarea continuă a factorilor de risc. Constatările evaluării riscurilor sunt comunicate periodic către Directorat, care decide ajustările necesare în strategia de business și în planificarea pe termen lung.

Integrarea constatărilor evaluării riscurilor în strategia și operațiunile Transelectrica contribuie la consolidarea rezilienței Companiei, asigurarea stabilității operaționale și creșterea eficienței economice și de mediu. Acest proces permite o abordare sustenabilă și adaptabilă în fața riscurilor emergente, susținând în același timp tranziția energetică și obiectivele de dezvoltare durabilă.

Informații suplimentare referitoare la modalitatea în care Transelectrica integrează constatările evaluării riscurilor se regăsesc atât la secțiunea Impacturile, riscurile semnificative și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri (SBM-3), cât și în capitolul aferent fiecărui ESRS tematic relevant.

Raportarea periodică către organele de administrație, conducere și supraveghere. Constatările relevante privind riscurile și controalele interne sunt consolidate de EMRC/CM SCIM și sunt raportate cel puțin anual către Directorat și, după caz, către Consiliul de Supraveghere/comitetele relevante, prin informări și rapoarte periodice. Aceste raportări sprijină deciziile privind prioritizarea acțiunilor, alocarea resurselor și monitorizarea progresului.

În ceea ce privește gestionarea riscurilor și controalele interne referitoare la raportarea privind durabilitatea, asemenea Companiei, filialele Teletrans și Smart, operează într-un mediu dinamic, caracterizat de provocări semnificative în ceea ce privește sustenabilitatea, tranziția energetică și digitalizarea infrastructurii critice. În acest context, principalele riscuri identificate la nivelul grupului privesc aspecte ce au impact direct asupra rezilienței și continuității operaționale.

Principalele riscuri identificate la nivelul filialelor Teletrans și Smart sunt reflectate în lista de impacturi, riscuri și oportunități (IRO) semnificative rezultată din analiza de dublă materialitate. Astfel, riscurile relevante pentru activitatea filialelor au fost considerate în procesul de evaluare a semnificației și sunt tratate în raportare în măsura în care se corelează cu temele materiale și cu cerințele ESRS aplicabile, asigurând coerența între perspectiva de grup asupra riscurilor și prezentările tematice din raportul de sustenabilitate.

Filiala Teletrans. La nivelul Teletrans, în cursul anului 2025, riscurile au fost reevaluate și gestionate în conformitate cu prevederile procedurii interne Managementul riscului Cod TLT-PS-02, elaborată conform Ordinului SGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice și standardelor în domeniul calității ISO 9001:2015, mediului ISO 14001:2015, sănătății și securității ocupaționale ISO 45001:2023. Pentru anul 2025, Registrul de riscuri Teletrans nu a consemnat riscuri, însă procesul rămâne aplicabil și este utilizat pentru reevaluări ori de câte ori apar schimbări relevante.

Integrarea constatărilor evaluării riscurilor se realizează prin consolidarea acestora (registre/planuri de măsuri) în cadrul mecanismului de control intern managerial, cu analiză și validare internă și, după caz, reflectare în planificarea și deciziile operaționale. Raportarea periodică se face prin canalele interne stabilite în procedură (inclusiv informări/raportul privind procesul de gestionare a riscurilor), către conducerea executivă, iar la nivel de guvernanză Consiliul de Administrație este sprijinit de Comitetul de audit și Comitetul de gestionare a riscurilor, care monitorizează și evaluează, după caz, riscurile și măsurile de control și pot solicita clarificări/actualizări.

Concluziile relevante sunt utilizate și pentru furnizarea de informații către Transelectrica în procesul de consolidare a raportării de sustenabilitate la nivel de Grup.

Măsuri de atenuare pe proiecte critice (digitalizare / cybersecurity / DNSH). Pentru investițiile REPowerEU/PNRR (ex. centru de date și echipamente IT&C), Teletrans indică aplicarea cerințelor DNSH, configurări „ECO”, eficiență energetică ridicată (UPS/climatizare) și reducerea consumului/CO₂ – ca măsuri de atenuare a riscurilor/impacturilor de mediu și eficiență energetică asociate proiectelor.

Filiala Smart. La nivelul Smart, gestionarea riscurilor și controalele interne sunt susținute de cadrul de control managerial intern și de structuri dedicate (Audit Intern, Control Financiar de Gestiune, Management integrat calitate-mediu-SSM – control managerial), care urmăresc conformitatea, eficacitatea proceselor și prevenirea/controlul riscurilor. Smart operează un Sistem Integrat de Management (calitate-mediu-SSM) susținut de certificări, utilizat ca mecanism de control asupra proceselor și de îmbunătățire continuă. Constatările rezultate din evaluarea riscurilor și din verificările interne sunt integrate în ciclul de management prin analize periodice (inclusiv analiza de management), planuri de măsuri și actualizarea registrelor, conducând, după caz, la replanificări și la ajustări ale controalelor. Raportarea periodică se realizează prin canalele interne către conducerea executivă (Director General) și, după caz, către Consiliul de Administrație, în funcție de natura și semnificația constatărilor, iar informațiile relevante sunt furnizate și către Transelectrica în cadrul procesului de consolidare a raportării de sustenabilitate la nivel de Grup. Principalele riscuri sunt:

- **riscuri de mediu și schimbări climatice:** fenomene meteorologice extreme, precum furtunile, inundațiile sau temperaturile ridicate, pot afecta rețeaua de transport al energiei electrice, generând costuri suplimentare pentru reparații și mentenanță; de asemenea, gestionarea ineficientă a deșeurilor rezultate din activitățile de mentenanță poate genera riscuri de conformitate și posibile sancțiuni din partea autorităților de mediu;
- **riscuri operaționale și de eficiență energetică:** uzura echipamentelor și necesitatea modernizării infrastructurii de transport al energiei electrice reprezintă un risc operațional semnificativ. Utilizarea echipamentelor mai vechi poate duce la un consum crescut de resurse și la scăderea eficienței operaționale; în plus, tranziția către surse regenerabile de energie necesită adaptarea infrastructurii și implementarea unor soluții tehnologice care pot genera costuri și provocări operaționale;
- **riscuri sociale și de resurse umane:** un alt aspect critic pentru Smart este deficitul de specialiști în domeniul energetic; concurența ridicată pe piața muncii poate îngreuna atragerea și retenția personalului calificat, afectând astfel capacitatea Societății de a implementa proiecte strategice și de a răspunde cerințelor tehnologice în continuă evoluție.

Controale de mediu + planuri de urgență (simulare anuală) și măsuri concrete. Evaluarea aspectelor de mediu (criterii/indicatori), identificarea situațiilor de urgență și elaborarea unui plan de prevenire și capacitate de răspuns, care este simulat anual; exemple de situații (scurgeri/pierderi de ulei/carburant) și măsuri (dotarea personalului cu material absorbant biodegradabil), plus programe de management de mediu cu planuri de reducere/monitorizare și măsuri de refacere (reconstrucție ecologică). În cadrul programelor de management de mediu, Societatea stabilește măsuri de monitorizare, reducere și remediere a impactului, inclusiv, acolo unde este necesar, lucrări de refacere a terenurilor afectate și de reconstrucție ecologică a amplasamentelor intervenite, în funcție de natura și amploarea impactului constatat.

4. Strategia, modelul de afaceri și lanțul valoric (SBM-1)

Identificarea Companiei în context național și european

Transelectrica a fost înființată prin Hotărârea Guvernului nr. 627 din 13 iulie 2000, în cadrul procesului de reorganizare a Companiei Naționale de Electricitate SA (CONEL). Această restructurare a condus la separarea CONEL în patru entități independente, fiecare având un rol distinct în sectorul energetic: Transelectrica – operatorul de transport și sistem al energiei electrice, Electrica – responsabilă cu distribuția, Hidroelectrică și Termoelectrică – specializate în producerea energiei electrice. Prin această divizare, s-a urmărit eficientizarea și modernizarea sectorului energetic național, alinierea la cerințele pieței europene și consolidarea funcției critice a Transelectrica în asigurarea securității și stabilității Sistemului Electroenergetic Național (SEN).

Astfel, serviciile de transport și de sistem au fost delimitate integral de activitățile de producere, distribuție și furnizare a energiei electrice, asigurând o structură operațională clară și eficientă.

Potrivit prevederilor legale, activitatea de transport al energiei electrice constituie serviciu public de interes național și strategic. În calitate sa de operator de transport și sistem, Transelectrica a funcționat în baza Licenței nr. 161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare. Totodată, ca urmare a expirării valabilității Licenței nr. 161/2000, în anul 2025, prin Decizia nr. 2505/02.12.2025, președintele ANRE a aprobat acordarea Licenței nr. 2706/02.12.2025 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, precum și a serviciilor de echilibrare a sistemului pentru o perioadă de 25 de ani⁸.

Transelectrica deține în concesiune bunurile ce aparțin domeniului public al statului, respectiv rețeaua electrică de transport națională (RET), fiind o companie de utilitate publică. Concesiunea asupra RET și a terenurilor pe care aceasta este amplasată a fost acordată pe o perioadă de 49 de ani prin contractul de concesiune nr. 1/29.06.2004, încheiat între Ministerul Economiei și Comerțului, în calitate de autoritate concedentă și Transelectrica, în calitate de concesionar.

Din perspectivă tehnică, Sistemul Energetic Național (SEN) funcționează ca o infrastructură integrată, fiind gestionat în mod centralizat de unicul operator de transport și sistem, Transelectrica. În lanțul valoric al activităților privind energia electrică, Transelectrica ocupă locul central de operator de transport și sistem, activitate de monopol natural reglementat, cu misiunea de a asigura serviciul public de transport al energiei electrice simultan cu menținerea siguranței în funcționare a sistemului energetic național, în condiții nediscriminatorii de acces pentru toți utilizatorii.

Politicile europene în domeniul energiei și protecției mediului, implementate prin pachetele legislative adoptate la nivel comunitar, sunt orientate către consolidarea securității energetice, creșterea eficienței energetice, decarbonizarea sectorului energetic prin integrarea surselor regenerabile și dezvoltarea soluțiilor avansate de stocare a energiei.

⁸ Condițiile specifice sunt stabilite în anexa la Decizia ANRE nr. 2505/02.12.2025, conținutul acesteia fiind disponibil și online pe pagina de internet a Transelectrica (<https://www.transelectrica.ro/web/tel/licente-si-autorizatii>).

Colaborarea Transelectrica cu autoritățile de reglementare, referitor la implementarea de proiecte noi care să aducă elemente de sustenabilitate

În sectorul energiei electrice România are planuri aprobate pe trei direcții principale care sunt aliniate politicilor europene din domeniul energiei și combaterii schimbărilor climatice (Pactul ecologic european Green Deal, pachetul Fit-for-55, Net-zero Industry Act, Renewable Directive, Electricity Market Design Reform, Action plan for Grids etc.):

- **integrarea RES (Surse Regenerabile de Energie):** obiectiv stabilit prin Planul Național Integrat pentru Energie și Schimbări Climatice (PNIESC);
- **reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră:** calendarul pentru decarbonizarea sectorului de producere a energiei electrice (OUG nr. 108/2022);
- **integrarea pieței comune de energie electrică la nivel european:** Planul de acțiuni pentru creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră a rețelei electrice de transport din România în conformitate cu prevederile art. 15 din Regulamentul UE nr. 943/2019.

Față de cele prezentate mai sus, la nivelul Transelectrica **Planul de dezvoltare RET pe zece ani** este documentul programatic principal care articulează eforturile investiționale ale Companiei în calitatea sa de OTS pentru energia electrică din România, pentru a susține în mod coerent cele trei direcții și planuri aprobate la nivel național.

Planul de dezvoltare RET ediția 2024-2033 a fost aprobat de ANRE prin decizia 2715/17.12.2024. Planul prevede capitole care cuprind investiții în infrastructura de transport care sunt dedicate integrării noilor capacități de producere din zona Dobrogea și Moldova (predominant RES și nuclear), precum și creșterii capacității de interconexiune transfrontalieră a României cu statele vecine inclusiv cu cele care sunt membre UE (la cele din urmă se raportează obligațiile asumate în Planul de acțiuni menționat anterior).

În cadrul procesului de analiză și aprobare a Planului de dezvoltare RET, ANRE se asigură că investițiile propuse de Transelectrica sunt aliniate direcțiilor strategice stabilite la nivel național în domeniul energiei electrice și sunt suficiente și implementate la timp pentru îndeplinirea obiectivelor stabilite în planurile naționale. După aprobare Planului de dezvoltare RET, ANRE monitorizează stadiul realizării investițiilor prevăzute în plan.

Cu referire particulară la obiectivul creșterii capacității de interconexiune, ANRE monitorizează progresul înregistrat de Transelectrica în privința creșterii capacității de interconexiune transfrontalieră și respectării graficului de creștere a capacității transfrontaliere stabilit în planul de acțiuni. Transelectrica a solicitat și a obținut de la ANRE anual în perioada 2020-2025 derogări pentru neîndeplinirea traiectoriei aprobate de creștere graduală a capacității de interconexiune cu statele vecine membre UE, prin care au fost stabilite ținte anuale de interconexiune inferioare celor prevăzute în planul de acțiuni aprobat. Procedurile de derogare presupun consultarea prealabilă a tuturor autorităților de reglementare relevante din UE, pentru evaluarea eventualelor efecte negative pe care acordarea unei derogări la nivelul unui stat membru le-ar putea avea asupra pieței europene și a țărilor stabilite pentru alte state membre. Derogarea de la planul de acțiuni aprobat de statul român nu este o practică singulară sau izolată. În mod similar, mulți alți OTS din UE au solicitat derogări de la planurile de acțiune ale statelor membre din care provin. Procedura de acordare a derogărilor respective a presupus consultarea cu celelalte autorități de reglementare din UE deci inclusiv cu ANRE.

Grupuri semnificative de servicii oferite. Transelectrica desfășoară activități reglementate, în principal în calitate de operator de transport și de sistem, cu servicii asociate funcționării Sistemului Electroenergetic Național, inclusiv:

- serviciul public de transport al energiei electrice (operare, mentenanță și dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport);
- servicii de sistem (funcționare sigură și stabilă a sistemului);
- administrarea pieței de echilibrare și servicii aferente (roluri operaționale specifice, inclusiv măsurare/alocare capacități, după caz);
- infrastructură și funcții critice de dispecerizare (DEN/DET, EMS/SCADA) și suport operațional aferent.

Având în vedere specificul Companiei, în perioada 2025, nu au fost introduse/eliminate servicii semnificative.

Piețe semnificative. Activitatea Companiei se desfășoară în piața reglementată a serviciilor de transport și de sistem și în segmente/piețe operaționale aferente funcțiilor sale (de exemplu, piețe și mecanisme asociate echilibrării și interconexiunilor). Principalele categorii de beneficiari ai serviciilor includ participanți relevanți din sectorul energetic (de ex. operatori de distribuție, participanți la piață, după caz), în condițiile cadrului reglementat de ANRE. Nu au intervenit modificări semnificative în piețele/grupurile de clienți deservite în perioada 2025.

Categorii de servicii oferite			Piețe de energie electrică	Categorii de clienți
Operatorul de transport și de sistem al SEN	Operatorul Pieței de Echilibrare – OPE	Operator de metering al pieței angro de electricitate – Direcția de măsurare OMEPA	Administrarea piețelor de energie electrică	Clienții finali - consumatorii
Infrastructura rețelei electrice de transport	Platforma pieței de echilibrare	Sistemul de metering	Piața de alocare a capacităților pe liniile de interconexiune	
Infrastructura de dispecerizare (EMS/SCADA – Sistemul de Management Energetic / Supraveghere-Control și Achiziții de Date) care se realizează în cadrul Dispecerului Energetic Național (DEN) și a celor 5 Dispeceri Teritoriale (DET)			Piața serviciilor tehnologice și de sistem	
Alocarea capacităților pe liniile de interconexiuni			Piața de echilibrare	
Certificatele verzi			Piața pentru ziua următoare	
			Piața intra-zilnică	
			Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică	
			Piața certificatelor verzi	

Numărul de angajați pe zone geografice

Număr de angajați ai Grupului defalcați pe zone geografice			
	Zonă	2024	2025
Transelectrica	Executiv	503 pers.	492 pers.
	DEN	189 pers.	189 pers.
	STT Bacău	142 pers.	141 pers.
	STT București	198 pers.	195 pers.
	STT Cluj-Napoca	151 pers.	154 pers.
	STT Constanța	169 pers.	170 pers.
	STT Craiova	184 pers.	182 pers.
	STT Pitești	150 pers.	150 pers.
	STT Sibiu	155 pers.	159 pers.
	STT Timișoara	185 pers.	186 pers.
	TOTAL	2026 pers.	2018 pers.
Teletrans	Executiv	132	31 pers.
	Bacău	21	18 pers.
	Craiova	21	21 pers.
	Timișoara	19	19 pers.
	Cluj	10	18 pers.
	Constanța	9	9 pers.
	Pitești	10	8 pers.
	Sibiu	20	11 pers.
	TOTAL	242 pers.	235 pers.
Smart	Executiv	87 pers.	62 pers.
	SM Bacău	51 pers.	51 pers.
	SM București	32 pers.	63 pers.
	SM Cluj	54 pers.	55 pers.
	SM Constanța	73 pers.	70 pers.
	SM Craiova	70 pers.	72 pers.
	SM Pitești	71 pers.	69 pers.
	SM Sibiu	87 pers.	84 pers.
	SM Timișoara	75 pers.	74 pers.
	TOTAL	600 pers.	600 pers.
GRUP	TOTAL CONSOLIDAT	2868 pers.	2853 pers.

Defalcarea veniturilor totale

OMFP		mii lei	mii lei
Tipuri de activități	Venituri	31.12.2024	31.12.2025
Activități cu profit permis:	Venituri operaționale: transport și alte venituri din piața de energie: tarif reglementat, alte venituri din PE, Interconexiune	2.086.656	2.272.788
Activități cu profit permis: Alte venituri	Venituri operaționale: alte venituri	280.518	102.172
Activități zero profit	Veniturile din servicii de sistem	571.078	564.253
Activități zero profit	Veniturile din piața de echilibrare	4.965.724	2.676.211
	Total	7.903.976	5.615.424

IFRS 8		mii lei	mii lei
Tipuri de activități	Venituri	31.12.2024	31.12.2025
Activități cu profit permis:	Venituri operaționale: transport și alte venituri din piața de energie: tarif reglementat, alte venituri din PE, Interconexiune	2.086.656	2.272.788
Activități cu profit permis: Alte venituri	Venituri operaționale: alte venituri	178.498	101.248
Activități zero profit	Veniturile din servicii de sistem	571.078	564.253
Activități zero profit	Veniturile din piața de echilibrare	4.965.725	2.676.211
	Total	7.801.956	5.614.500

Ținte de durabilitate pentru servicii, clienți, zone geografice și relații cu părți interesate. Țintele de durabilitate sunt stabilite prin documentele strategice și de planificare (de ex. Planul de dezvoltare RET 2024–2033 și Planul de administrare 2024–2028), iar acolo unde sunt cuantificate includ KPI și termene.

În cadrul Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport (RET) pentru perioada 2024-2033 – <https://www.transelectrica.ro/ro/web/tel/planul-de-dezvoltare-ret-2024-2033>, Transelectrica a identificat o serie de proiecte strategice de investiții, care au ca obiective modernizarea, extinderea și creșterea eficienței infrastructurii de transport al energiei electrice. Aceste proiecte contribuie la siguranța alimentării consumatorilor, integrarea surselor regenerabile de energie (SRE), creșterea capacității de interconexiune și reducerea pierderilor din rețea.

Totodată, Transelectrica și-a stabilit obiective clare de durabilitate, incluse în indicatorii cheie de performanță (KPI) din Planul de administrare, care vizează atât eficiența energetică, cât și echitatea socială.

Ținte de durabilitate pe categorii de servicii	Serviciul de transport al energiei electrice	Reducerea pierderilor tehnologice din rețeaua de transport	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033
		Reducerea consumului intern de energie în stațiile electrice și clădirile administrative	Reducere la 46.400 MWh pentru anul 2025, 46,300 MWh pentru anul 2026 și 46,200 MWh pentru anul 2027, conform KPI din Planul de administrare
		Creșterea capacității de interconectare cu sistemele energetice europene	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033
	Serviciile de sistem și echilibrare	Optimizarea mecanismului de echilibrare a SEN prin tehnologii digitale și automatizare	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033
		Implementarea de soluții smart grid și digitalizare a dispecerizării	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033
Țintele de durabilitate pe zone geografice	Moldova	Integrarea producției din centrale noi	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033
	Dobrogea	Integrarea producției din centrale noi	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033
	Zona Sud-Vest	Integrarea producției din centrale	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033

	Zona Vest (Banat, Crișana, Transilvania)	Cresterea capacitatii de interconexiune și integrarea producției din SRE	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033
	Muntenia și București Ilfov	Intergrarea producției din centrale noi	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033
Țintele de durabilitate în relația cu părțile interesate	Toate părțile interesate	Alinierea la raportarea conform standardelor ESRS și la cerințele Taxonomiei Europene	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033
	Angajați	Creșterea ratei de instruire în sustenabilitate și digitalizare	Conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033
		Reducerea diferențelor salariale de gen	0,50% pentru anul 2025, 0,25% pentru anul 2026 și 0% pentru anul 2027, conform KPI din Planul de administrare

Evaluarea serviciilor/piețelor semnificative în raport cu obiectivele de durabilitate (gap assessment). Evaluarea formală de tip „gap analysis” a serviciilor/piețelor semnificative în raport cu obiectivele de durabilitate este în curs de dezvoltare. Pentru raportarea 2025, evaluarea se realizează preponderent calitativ, prin corelarea obiectivelor și proiectelor din Planul de dezvoltare RET/Planul de administrare cu temele materiale identificate (inclusiv reziliența infrastructurii, eficiența energetică, adaptarea climatică, guvernanta și aspecte sociale). Compania are în vedere consolidarea cadrului metodologic pentru evaluări cantitative în exercițiile financiare următoare.

Filialele Teletrans și Smart generează valoare adăugată pentru Transelectrica prin activitățile lor specializate, care sunt fundamentale pentru siguranța, fiabilitatea și eficiența operațională a rețelei naționale de transport al energiei electrice.

Teletrans, în calitate de operator de telecomunicații și tehnologia informației, furnizează soluții critice pentru digitalizarea și securizarea infrastructurii Transelectrica, sprijinind operarea continuă și optimizarea sistemului energetic național. Infrastructura de comunicații și serviciile IT&C contribuie la stabilitatea și modernizarea infrastructurii digitale din domeniul energetic.

În cadrul serviciilor prestate de Teletrans către Transelectrica, o categorie aparte o reprezintă cele care vizează activitatea Dispeceratului Energetic Național - DEN. Caracterul strategic al activității DEN s-a extins și asupra serviciilor IT&C, fiind vizată asigurarea unui grad de disponibilitate mărit și asigurarea serviciilor în regim de 24 ore pe zi/7 zile pe săptămână. În vederea asigurării continuității acestor servicii, Teletrans și-a organizat activitatea în mod corespunzător, având personal dedicat în fiecare sediu UNO DEN (atât la Dispeceratul Energetic Național, cât și la Dispeceratele Energetice Teritoriale), având în aceste locații ture de permanență.

Asigurarea unor servicii IT&C de înaltă disponibilitate pentru Dispeceratul Energetic Național (DEN) reprezintă un pilon esențial în tranziția către un sistem energetic sustenabil, digitalizat și rezilient. Funcționarea continuă a acestor servicii sprijină gestionarea eficientă a fluxurilor de energie, contribuind la integrarea surselor regenerabile în Sistemul Energetic Național și la optimizarea consumului energetic. Totodată, prin implementarea unor soluții avansate de monitorizare și securitate cibernetică, Teletrans asigură protecția infrastructurilor critice împotriva riscurilor emergente, menținând stabilitatea rețelei electrice și reducând impactul asupra mediului.

Pe de altă parte, Smart a fost înființată cu scopul principal de a furniza servicii esențiale de mentenanță și reparații pentru infrastructura energetică națională, având un rol strategic în asigurarea siguranței și continuității Sistemului Energetic Național (SEN).

Smart asigură mentenanța și reparațiile instalațiilor Transelectrica, contribuind direct la reziliența și continuitatea operațională a Sistemului Energetic Național (SEN). Acest model de afaceri este consolidat prin investiții în tehnologii de întreținere predictivă, digitalizarea proceselor operaționale și optimizarea resurselor, esențiale pentru gestionarea riscurilor legate de sustenabilitate.

Prin serviciile sale de întreținere, reparații și intervenții tehnice, Smart contribuie la reducerea riscurilor operaționale și la îmbunătățirea eficienței rețelei electrice. De asemenea, implementează tehnologii de mentenanță predictivă și soluții digitale pentru optimizarea intervențiilor și minimizarea impactului asupra mediului.

Elemente strategice relevante pentru durabilitate: provocări viitoare, soluții/proiecte critice. În cadrul modelului său de afaceri, Transelectrica contribuie activ la tranziția energetică și la obiectivele de sustenabilitate ale UE, având ca priorități:

- modernizarea și extinderea infrastructurii de transport pentru integrarea surselor regenerabile;
- creșterea rezilienței infrastructurii la riscuri climatice și operaționale;
- creșterea eficienței energetice prin digitalizare și implementarea soluțiilor de automatizare;
- reducerea pierderilor tehnologice și emisiilor indirecte, prin investiții în echipamente avansate și modernizarea infrastructurii;
- dezvoltarea capacităților de interconexiune pentru îmbunătățirea stabilității și securității SEN.

Transelectrica implementează un sistem integrat de management pentru a asigura colectarea și gestionarea eficientă a resurselor necesare funcționării și dezvoltării sale.

Colectarea resurselor și datelor	Dezvoltarea infrastructurii și a soluțiilor tehnice	Asigurarea contribuțiilor prin investiții și guvernanta corporativă
Datele despre consumul energetic, pierderile din rețea, emisiile de gaze cu efect de seră și performanța infrastructurii sunt colectate prin sisteme digitale avansate (spre exemplu, SCADA)	Proiecte de investiții în modernizarea și extinderea rețelei, incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2024-2033	Transelectrica accesează finanțări europene și naționale pentru dezvoltarea infrastructurii (Fondul pentru Modernizare, RePowerEU)
Se realizează analize de adecvare și prognoze privind cererea de energie, pentru a anticipa necesitățile de investiții	Se implementează tehnologii smart grid, dispozitive de reglaj al tensiunii și soluții de optimizare a fluxurilor de energie	Se menține dialogul cu părțile interesate, incluzând autorități, investitori, comunități locale și parteneri strategici, pentru transparență și eficiență în dezvoltarea proiectelor.
Se mențin relații de colaborare cu operatorii de distribuție și producătorii de energie, pentru o mai bună integrare a regenerabilelor	Se dezvoltă proiecte pilot pentru rețele digitale (DigiTEL Alba Iulia, DigiTEL Green), pentru îmbunătățirea monitorizării infrastructurii și a siguranței operaționale	

Prin urmare, modelul de afaceri al Transelectrica este construit pe principii de eficiență, securitate energetică și sustenabilitate, având un rol esențial în tranziția energetică și integrarea regenerabilelor. Printr-un lanț valoric bine structurat și o abordare proactivă în dezvoltarea infrastructurii și a soluțiilor digitale, Transelectrica își consolidează poziția ca operator strategic al SEN, susținând obiectivele de decarbonizare și modernizare a sectorului energetic din România.

Descrierea modelului de afaceri și a lanțului valoric

Transelectrica îndeplinește rolul de operator de transport și sistem al sistemului electroenergetic național al României. Rolul OTS este definit de legislația UE și de legislația națională a României din domeniul energiei electrice inclusiv reglementările secundare emise de ANRE în calitatea acestora de autoritate sectorială națională a domeniului energetic. Conform legislației naționale transportul energiei electrice constituie serviciu public de interes național. Operatorii serviciilor publice din domeniul energetic sunt supuși regimului autorizării de către ANRE. Transelectrica este titularul unui set de obligații de serviciu public la nivel național, acestea fiind stabilite în lege, licență și alte reglementări emise de ANRE (ex. standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem). Alte tipuri de activități supuse regimului autorizării în cadrul lanțului valoric al energiei electrice includ producția, distribuția, stocarea, furnizarea, trading-ul, agregarea, operarea piețelor centralizate de energie electrică. Transelectrica nu operează în cadrul acestor segmente ale sectorului energiei electrice însă participă la mecanisme comune - tehnice și comerciale - împreună cu operatori care activează în aceste segmente, în vederea asigurării funcționalității și eficienței întregului angrenaj sectorial în cadrul pieței energiei electrice.

Din perspectiva cerințelor europene aplicabile OTS în ceea ce privește asigurarea independenței de interese de afaceri ale altor participanți/jucători din piața de energie (producători, furnizori, traderi etc.) conform guvernantei sectoriale stabilite la nivelul UE, Transelectrica este certificată conform modelului "ownership unbundling".

Transelectrica deține la nivel național o poziție de monopol, fiind singura entitate care deține în prezent o licență pentru transportul energiei electrice. Deși legislația UE și legislația României conțin prevederi care nu exclud existența altor entități cu rol de operator de transport, până în prezent la nivelul României nu au fost emise licențe de operator de transport către alte entități.

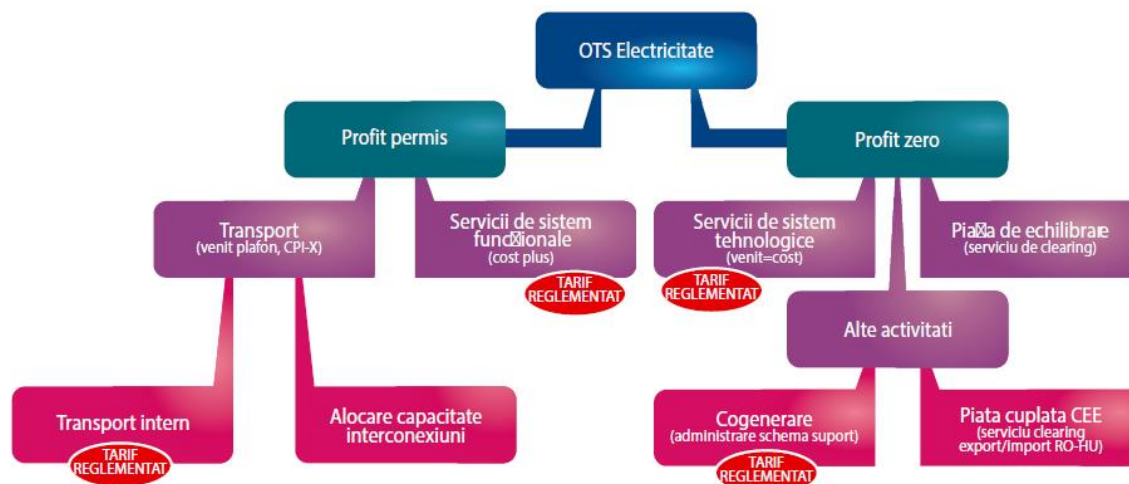
Strategia. Strategia Transelectrica se aliniază obiectivelor europene de decarbonizare, concentrându-se pe modernizarea infrastructurii energetice, integrarea surselor regenerabile și îmbunătățirea eficienței energetice. Compania își asumă un rol esențial în tranziția energetică, având ca direcții principale siguranța în operarea Sistemului Electroenergetic Național (SEN), investițiile în tehnologii sustenabile și digitalizarea proceselor operaționale.

Prin urmare, strategia Transelectrica privind sustenabilitatea vizează optimizarea consumului de resurse, reducerea amprente de carbon și adaptarea infrastructurii la noile cerințe tehnologice și climatice.

Modelul de afaceri. În modelul său de afaceri, Transelectrica contribuie la funcționarea sigură și eficientă a sistemului energetic prin operarea, mentenanța și dezvoltarea infrastructurii de transport și a funcțiilor de sistem asociate. Contribuțiile sunt susținute prin investiții în modernizare și digitalizare, resurse umane specializate, capacități operaționale (dispecerizare/monitorizare) și colaborarea instituțională cu autorități și parteneri de sistem (inclusiv ANRE și ENTSO-E).

Colectarea și dezvoltarea informațiilor aferente acestor contribuții se bazează pe mecanisme interne de monitorizare și raportare (de exemplu, sisteme operaționale și de măsurare, raportări periodice ale structurilor responsabile, indicatori de performanță/KPI), iar asigurarea calității informațiilor este sprijinită prin controale interne, verificări/validări la nivelul funcțiilor de specialitate și, după caz, prin verificare externă în cadrul procesului de asigurare limitată.

Transelectrica operează într-un regim reglementat, având venituri obținute din tarifele de transport și servicii de sistem, stabilite de ANRE. Compania joacă un rol-cheie în facilitarea integrării surselor regenerabile, digitalizării infrastructurii energetice și reducerii impactului asupra mediului prin investiții în modernizarea rețelei și tehnologii avansate de control și monitorizare.



**Tarifele practicate de Transelectrica în cadrul activităților reglementate acoperite de licența emisă de ANRE, sunt controlate de statul român prin reglementările stabilite de ANRE. Având în vedere poziția de monopol deținută de Transelectrica la nivel național, profitabilitatea Companiei este limitată de cadrul de reglementare ANRE prin norme metodologice specifice aplicabile la stabilirea tarifelor reglementate.*

*** Transelectrica nu are declarate la ANRE activități nereglementate.*

Beneficii actuale și preconizate pentru clienți, investitori și alte părți interesate. Transelectrica, în calitate de operator unic de transport și sistem (OTS) din România, a înregistrat progrese semnificative în modernizarea și dezvoltarea infrastructurii naționale de transport al energiei electrice. Printr-o strategie axată pe eficiență operațională, integrarea surselor regenerabile și sustenabilitate, Compania asigură beneficii esențiale pentru clienți, investitori și alte părți interesate, astfel:

1. Beneficii pentru clienți

- creșterea siguranței și stabilității în alimentarea cu energie – modernizarea infrastructurii critice, implementarea sistemelor digitale;
- facilitarea tranziției către energie regenerabilă – integrarea producției din surse regenerabile, evacuarea unei cantități mai mari de energie verde în sistem;
- reducerea pierderilor tehnologice și optimizarea consumului de energie – re tehnologizarea stațiilor și liniilor electrice, dispozitive moderne de reglaj al tensiunii.

2. Beneficii pentru investitori

- stabilitate financiară și predictibilitate – cadru de reglementare stabil, care asigură un randament previzibil al investițiilor, accesarea fondurilor europene (Fondul pentru Modernizare, RePowerEU) susține implementarea unor proiecte de investiții fără a pune presiune pe costurile operaționale;
- creșterea valorii Companiei prin investiții strategice – peste 639 milioane euro au fost alocate pentru modernizarea rețelei, cu proiecte majore în interconectare, digitalizare și integrarea energiei regenerabile;

- creșterea transparenței – adoptarea standardelor europene de raportare privind sustenabilitatea (ESRS) asigură investitorilor o mai mare vizibilitate asupra performanței companiei în domeniul ESG.
3. Beneficii pentru alte părți interesate (autorități, comunități, angajați)
- contribuția la securitatea energetică națională – creșterea capacității de interconexiune contribuie la stabilizarea prețurilor pe piața de energie, beneficiind astfel atât consumatorii, cât și autoritățile naționale;
 - creșterea eficienței energetice și protecția mediului – modernizarea infrastructurii reduce impactul asupra mediului;
 - promovarea echității și diversității la locul de muncă – reducerea diferențelor salariale de gen este o prioritate, cu obiectivul de eliminare completă a acestora până în 2027.
4. Beneficii preconizate pe termen mediu și lung
- pentru clienți – o rețea mai stabilă, mai eficientă și mai bine integrată cu energia regenerabilă;
 - pentru investitori – o Companie mai rezilientă, cu o guvernare solidă și aliniată la obiectivele ESG.
 - pentru autorități și comunități – o infrastructură modernizată, care susține obiectivele naționale de tranziție energetică și securitate energetică.

Progresul aferent acestor beneficii este urmărit, după caz, prin indicatori operaționali și de performanță (de exemplu, realizarea planurilor de mentenanță/investiții, indicatori de eficiență energetică, indicatori privind relația cu clienții).

Din perspectiva indicatorilor de performanță referitori la clienți, categoria se axează pe rata de retenție, un indicator al stabilității relațiilor comerciale și al încrederii în serviciile oferite, și scorul de satisfacție, care reflectă percepția și experiența beneficiarilor în raport cu performanța companiei. Acești indicatori contribuie la monitorizarea eficienței operaționale și a responsabilității sociale, consolidând un model de business sustenabil și orientat spre performanță.

Rata de retenție a clienților

Categorie	Indicator	Date primare	Formula
Indicatori referitori la clienți	Rata de retenție a clienților	Număr total de clienți Număr de clienți noi	$Rata\ de\ retenție\ a\ clienților_t = \frac{număr\ de\ clienți_t - număr\ de\ clienți\ noi_t}{număr\ de\ clienți_{t-1}}$

Indicator	2024	2025	2026	2027	2028
Rata de retenție a clienților	100%	100%	100%	100%	100%

Satisfacția clienților

Categorie	Indicator	Date primare	Formula
Indicatori referitori la clienți	Scorul satisfacției clienților	Total număr evaluări de 4 și 5 obținute (5 este scor maxim) Total număr evaluări	$\text{Scor de satisfacție clienți}_t = \frac{\text{total număr evaluări de 4 și 5}_t}{\text{total număr evaluări}_{t-1}}$

Indicator	2024	2025	2026	2027	2028
Scorul satisfacției clienților	75.00%	75.00%	75.00%	75.00%	75.00%

Managementul resurselor și al performanței. Transelectrica se concentrează pe îmbunătățirea performanței sale operaționale și financiare, prin implementarea unor politici de economisire a resurselor și eficiență energetică, reducerea pierderilor și implementarea unor soluții inovative pentru integrarea mai eficientă a energiilor regenerabile în rețea.

În acest sens, Transelectrica raportează informații referitoare la gestionarea resurselor, eficiența utilizării acestora și impactul asupra mediului, inclusiv utilizarea tehnologiilor de monitorizare a performanței și reducerea impactului asupra biodiversității și mediului înconjurător.

Managementul relațiilor cu părțile interesate. Transelectrica trebuie să mențină un dialog constant cu părțile interesate, inclusiv autoritățile de reglementare, investitorii, consumatorii și grupurile de mediu, pentru a se asigura că operațiunile sale respectă standardele și reglementările de sustenabilitate și răspund așteptărilor acestora. Transelectrica adoptă o abordare responsabilă față de implicarea și comunicarea cu părțile interesate.

Sustenabilitatea financiară și guvernanta corporativă. Transelectrica trebuie să asigure sustenabilitatea financiară pe termen lung, prin implementarea unor practici financiare responsabile și asigurarea unei guvernante corporative solide. Acestea sunt esențiale pentru menținerea unui echilibru între rentabilitate și responsabilitate socială și de mediu.

În acest sens, Transelectrica pune un accent deosebit pe raportarea transparentă, respectând cerințele ESRS și asigurând astfel o înțelegere clară a performanței sale în domeniul sustenabilității.

Caracteristicile lanțului valoric din amonte și aval și poziția în lanțul valoric. Transelectrica ocupă o poziție centrală în lanțul valoric al energiei electrice, în segmentul de transport și funcții de sistem, într-un regim reglementat. În ceea ce privește principalii actori comerciali, Transelectrica colaborează cu o gamă largă de actori comerciali și parteneri strategici, care contribuie la operarea, întreținerea și dezvoltarea infrastructurii naționale de transport al energiei electrice. Acești actori joacă un rol esențial în asigurarea continuității și stabilității SEN, fiind parte integrantă a lanțului valoric al Companiei.

În amonte, interacțiunea relevantă include furnizorii de echipamente și servicii și subcontractorii care contribuie la modernizarea și întreținerea infrastructurii. În aval, lanțul valoric este reprezentat de livrarea serviciilor de transport și de sistem către operatorii de distribuție și alți participanți la piața de energie, utilizatorii finali fiind beneficiari indirecti ai acestor servicii, în limitele rolului Companiei.

- Furnizori de echipamente și servicii** asigură furnizarea de resurse esențiale pentru funcționarea, modernizarea și securizarea rețelei electrice de transport. Ei sunt parte integrantă a proceselor operaționale ale Grupului, contribuind la realizarea obiectivelor strategice și la menținerea stabilității Sistemului Electroenergetic Național (SEN).

Furnizorii joacă un rol esențial în extinderea și modernizarea capacității de transport al energiei electrice, prin furnizarea de echipamente de ultimă generație. Aceștia contribuie la reducerea pierderilor tehnologice și la optimizarea consumului de energie, asigurând o funcționare mai eficientă a infrastructurii de transport. Totodată, prin livrarea de soluții conforme cu standardele europene, furnizorii sprijină Transelectrica în alinierea la cerințele de reglementare și în tranziția către un sistem energetic mai sustenabil și performant.

2. **Subcontractori și lucrători în construcții** contribuie direct la dezvoltarea, modernizarea și întreținerea infrastructurii de transport al energiei electrice. Activitatea lor este esențială pentru asigurarea continuității și siguranței Sistemului Electroenergetic Național (SEN), ceea ce îi plasează ca actori cheie în lanțul de aprovizionare și operare al Grupului.

Furnizorii și partenerii Grupului Transelectrica contribuie activ la dezvoltarea rețelei electrice, facilitând integrarea unui număr tot mai mare de surse regenerabile de energie în Sistemul Electroenergetic Național. Prin sprijinirea proiectelor de extindere a interconexiunilor cu rețelele energetice ale țărilor vecine, aceștia ajută la creșterea securității și stabilității energetice regionale.

3. **Utilizatorii finali.** Relația Grupului cu clienții și utilizatorii finali este definită prin furnizarea de servicii critice de transport și echilibrare a energiei electrice, facilitând astfel accesul la o rețea sigură, fiabilă și sustenabilă.

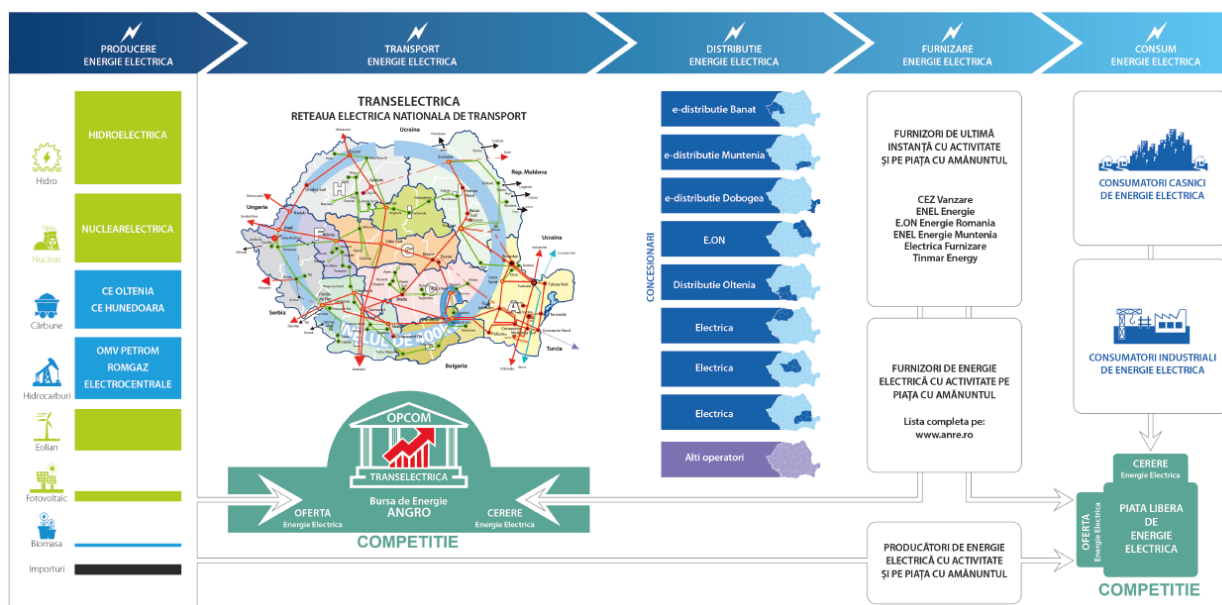
Utilizatorii finali sunt toți consumatorii de energie electrică, care beneficiază indirect de transportul și echilibrarea energiei realizate de Transelectrica. utilizatorii finali sunt tratați în secțiunea Consumatorii și utilizatorii finali – ESRS S4.

În concluzie, lanțul valoric al Grupului Transelectrica, din perspectiva ESRS, este format dintr-o rețea extinsă de actori comerciali implicați în activitățile Transelectrica, fiecare având un rol esențial în funcționarea și dezvoltarea Sistemului Electroenergetic Național. Prin integrarea acestor parteneri în lanțul valoric, compania asigură siguranța energetică a României, creșterea eficienței operaționale și tranziția către un sistem energetic sustenabil, aliniat la obiectivele europene de decarbonizare și digitalizare.

Pe de altă parte, pe traseul de la producător la consumator există mai multe segmente specializate – producția energiei (centrale electrice de diverse tipuri), transportul energiei prin linii de înaltă tensiune (Transelectrica – activitate reglementată), distribuția energiei prin linii de înaltă (de tensiune mai mică decât ale transportatorului), medie și joasă tensiune (activitate reglementată) și furnizarea energiei (pentru care există piața reglementată și piața liberă). Totodată, mai există și activitatea de trading, prin care se cumpără și se vinde energie pe diferite piețe specializate.

Având în vedere rolul central al Transelectrica în infrastructura energetică națională, lanțul valoric identificat la nivelul Transelectrica este compus din activitățile care generează valoare pe parcursul întregului proces de transport al energiei electrice, de la producție până la consumatorii finali. Aceste activități trebuie evaluate dintr-o perspectivă de sustenabilitate economică, socială și de mediu.

Astfel, lanțul valoric cuprinde activități care asigură un flux eficient, sustenabil și responsabil al energiei de la producători către consumatori:



- Producția de energie.** Deși Transelectrica nu produce energie electrică, este esențial să colaboreze cu generatoarele de energie (centrale electrice convenționale, hidrocentrale, parcuri eoliene, ferme solare etc.) pentru a asigura integrarea eficientă a energiei produse în rețeaua națională. Aspectele legate de sustenabilitate în acest stadiu includ respectarea reglementărilor de mediu și gestionarea impactului asupra resurselor naturale.
- Transportul energiei electrice.** Transelectrica asigură transportul energiei electrice prin intermediul rețelei de înaltă tensiune. Aspectele legate de sustenabilitate în acest stadiu includ investițiile în infrastructură, modernizarea și întreținerea rețelei electrice, eficiența energetică și securitatea rețelei. Aceste activități sunt fundamentale pentru asigurarea unui transport de energie fiabil și sustenabil, precum și pentru minimizarea pierderilor de energie pe parcursul transportului.
- Distribuția și livrarea către consumatori.** Deși Transelectrica nu este responsabilă direct pentru distribuția finală, aceasta asigură transportul energiei către operatorii de distribuție, care vor livra energia electrică consumatorilor finali. Asigurarea unei tranziții eficiente între transportul de energie și distribuția către consumatorii finali este esențială.

Aspectele legate de sustenabilitate în acest punct presupun ca Transelectrica să colaboreze cu distribuitorii pentru a sprijini tranziția către surse de energie mai curate și mai eficiente din punct de vedere al resurselor.

5. Interesele și punctele de vedere ale părților interesate (SBM-2)

Transparența și comunicarea eficientă sunt pilonii esențiali în dezvoltarea unor parteneriate de încredere, consolidând relațiile de afaceri și asigurând alinierea strategică între părțile implicate.

Grupul Transelectrica își respectă cu rigurozitate angajamentele asumate față de investitori, acționari și toate părțile interesate, asigurând un cadru de comunicare transparent, deschis și constant. Printr-o guvernare corporativă solidă și practici responsabile, Grupul urmărește să consolideze încrederea părților interesate, oferind informații relevante și actualizate, promovând astfel o relație durabilă bazată pe profesionalism, integritate și predictibilitate.

Identificarea și selectarea persoanelor interesate

În cadrul strategiei de management orientate către sustenabilitate, este esențială integrarea unei game diverse de părți interesate, ale căror așteptări influențează activitatea Grupului Transelectrica, contribuie la atingerea obiectivelor sale și pot fi, la rândul lor, impactate de deciziile și operațiunile acesteia.

Grupurile de interes joacă un rol esențial în susținerea și dezvoltarea durabilă a Grupului Transelectrica, contribuind atât la stabilitatea pe termen lung, cât și la validarea și implementarea strategiilor și planurilor sale. Relația dintre Grupul Transelectrica și aceste părți interesate funcționează eficient doar dacă așteptările și nevoile acestora sunt luate în considerare și satisfăcute într-o măsură rezonabilă. În acest fel, se creează un mecanism de sprijin reciproc, în care Grupul Transelectrica beneficiază de susținere, iar partenerii săi își mențin încrederea și angajamentul față de organizație.

În cadrul revizuirii anuale aferente exercițiului de raportare curent, Grupul Transelectrica a revalidat categoriile de părți interesate utilizat în Raportul de sustenabilitate aferent anului precedent.

În ceea ce privește Transelectrica, lista categoriilor de stakeholderi rămâne neschimbată față de anul trecut, întrucât nu au fost identificate modificări care să impună introducerea unor categorii noi (ex.: schimbări structurale ale modelului de afaceri, reorganizări majore ale lanțului valoric, modificări de reglementare care creează categorii noi de stakeholderi, schimbări semnificative ale ariei de activitate sau ale tipului de proiecte).

Categorie stakeholder	Nivel de influență	Așteptări	Modalitate de colaborare	Scop	Afectat / Utilizator al Raportului de Sustenabilitate
Aționar	Mare	Performanță operațională; Stabilitate financiară și rentabilitate pe termen lung; Asigurarea securității și rezilienței infrastructurii critice;	Participare activă în procesul decizional (AGA); Monitorizare și raportare periodică; Alinierea strategiilor de investiții	Asigurarea unei creșteri sustenabile și rentabile; Maximizarea eficienței investițiilor; Maximizarea eficienței investițiilor;	Utilizator al Raportului de Sustenabilitate
Management	Mare	Performanță financiară și operațională sustenabilă; Modernizare și digitalizare accelerată; Dezvoltarea și retenția resurselor umane; Colaborare eficientă cu părțile interesate;	Decizii strategice și planificare pe termen lung; Monitorizarea și optimizarea performanței; Comunicare și transparență față de investitori și părțile interesate;	Dezvoltarea și modernizarea infrastructurii energetice; Tranziția către un sistem energetic digitalizat și sustenabil; Creșterea rezilienței și securității operaționale;	Afectare indirectă (responsabilitate de performanță, expunere la risc operațional/reputațional)

Categorie stakeholder	Nivel de influență	Așteptări	Modalitate de colaborare	Scop	Afectat / Utilizator al Raportului de Sustenabilitate
Angajați	Mare	Stabilitate și siguranță a locului de muncă; Condiții de muncă moderne și siguranță în operare; Pachet salarial competitiv și beneficii atractive; Dezvoltare profesională și oportunități de avansare;	Contract individual de muncă (CIM); Asigurarea unor condiții optime de siguranță și sănătate în muncă; Sistem de evaluare și recompensare a performanței; Programe de formare și mentorat;	Menținerea siguranței și eficienței SEN; Contribuirea la modernizarea și digitalizarea infrastructurii energetice;	Afectați – Condiții de muncă, sănătate și siguranță, dezvoltare profesională
Parteneri / Alte OTS din Europa	Mare	Interconectivitate și operabilitate optimă; Schimb de bune practici și inovație tehnologică; Securitate cibernetică și protecția infrastructurii critice;	Participarea activă în rețele și asociații internaționale; Parteneriate în proiecte de cercetare și dezvoltare; Transfer de know-how și bune practici;	Crearea unui sistem energetic european integrat și rezilient; Consolidarea rezilienței infrastructurii critice;	Utilizatori ai Raportului de Sustenabilitate
ANRE	Mare	Respectarea reglementărilor și conformitatea cu legislația energetică; Optimizarea funcționării Sistemului Energetic Național (SEN); Dezvoltarea și modernizarea infrastructurii energetice;	Stabilirea cadrului de reglementare și conformitate; Monitorizare și audit periodic; Aprobarea investițiilor strategice; Raportare continuă și schimb de informații;	Protejarea consumatorilor și transparența tarifară; Asigurarea unui sistem energetic sigur și stabil; Creșterea rezilienței infrastructurii energetice;	Utilizator al Raportului de Sustenabilitate
ASF/BVB	Mare	Guvernanță corporativă robustă și conformitate cu reglementările pieței de capital; Transparență și raportare financiară corectă;	Transparență și comunicare constantă cu investitorii (publicare de raportări periodice/curente); Respectarea reglementărilor și standardelor de raportare;	Crearea unui mediu de afaceri transparent și atractiv pentru investitori; Menținerea stabilității financiare și a valorii Companiei;	Utilizator al Raportului de Sustenabilitate
Filialele Companiei	Mare	Contracte clare și stabilitate financiară; Colaborare echitabilă;	Contracte de servicii și acorduri de performanță (SLA - Service Level Agreements); Colaborare - Transfer de know-how și implementarea celor mai bune practici;	Optimizarea costurilor și creșterea eficienței operaționale; Digitalizarea și securizarea rețelei de transport al energiei;	Afectate - Stabilitate contractuală, performanță operațională

Categorii stakeholder	Nivel de influență	Așteptări	Modalitate de colaborare	Scop	Afectat / Utilizator al Raportului de Sustenabilitate
Furnizori / Contractanți	Mare	Stabilitate și predictibilitate în relațiile contractuale; Transparență în procesul de achiziție; Respectarea termenelor și a condițiilor de plată; Flexibilitate și comunicare eficientă;	Procese de achiziție transparente și competitive; Relații contractuale	Crearea unui lanț de aprovizionare sustenabil și rezilient	Afectați – Termene de livrare, calitate, conformitate
Guvern	Mare	Asigurarea securității energetice naționale; Dezvoltarea și modernizarea infrastructurii energetice; Tranziția energetică; Contribuția la creșterea economică și siguranța locurilor de muncă;	Reglementare și supraveghere prin Ministerul Energiei și ANRE; Colaborare în proiecte strategice;	Asigurarea unui sistem energetic sigur și sustenabil; Dezvoltarea unei infrastructuri energetice moderne; Susținerea dezvoltării economice și a pieței muncii;	Utilizator al Raportului de Sustenabilitate
Participanți la piața de energie	Mare	Operare eficientă și stabilitate în transportul energiei electrice; Acces echitabil și transparent la infrastructura de transport; Tarife corecte și predictibilitate a costurilor; Dezvoltarea interconectărilor și accesul la piețele externe;	Alocarea transparentă a capacităților de transport; Oferirea unui cadru clar de reglementare și raportare;	Asigurarea unei piețe de energie stabile și competitive; Facilitarea tranziției către un sistem energetic sustenabil; Creșterea transparenței și a accesibilității pieței;	Afectați – Acces la infrastructură, prețuri, tarife
Producători / Distribuitori de energie electrică	Mare	Dezvoltarea și adaptarea RET, în conformitate cu tendințele de dezvoltare a sectorului, cu adecvanța sistemului și menținerea siguranței în funcționare	Proceduri transparente de conectare la rețea; Colaborare cu producătorii și distribuitorii pentru ajustarea producției;	Optimizarea infrastructurii pentru a sprijini dezvoltarea pieței de energie	Afectați – Siguranța rețelei, continuitatea alimentării
Organizații / instituții internaționale (ENTSO-E, Centre regionale, etc.)	Medie	Respectarea obligațiilor asumate; Contribuția la elaborarea politicilor și strategiilor asumate la nivelul ENTSO-E; Adoptarea unui model de operare sustenabil;	Participarea activă în ENTSO-E și centrele regionale; Schimb de informații și bune practici;	Creșterea securității și rezilienței rețelelor de transport; Asigurarea unui sistem energetic european stabil și integrat;	Utilizatoare ale Raportului de Sustenabilitate

Categorie stakeholder	Nivel de influență	Așteptări	Modalitate de colaborare	Scop	Afectat / Utilizator al Raportului de Sustenabilitate
Sindicate	Medie	Protejarea drepturilor angajaților, asigurarea condițiilor de muncă echitabile și promovarea unui climat organizațional stabil și motivant	Negocierea și actualizarea Contractului Colectiv de Muncă (CCM); Dialog social și întâlniri periodice; Implicarea sindicatelor în deciziile strategice privind resursele umane;	Crearea unui mediu de lucru sigur și motivant; Stabilitate și protecția drepturilor angajaților;	Utilizatoare ale Raportului de Sustenabilitate
Bănci, instituții financiare	Medie	Stabilitate financiară și predictibilitate; Respectarea angajamentelor financiare și disciplina fiscală; Transparență în raportările financiare și conformitate cu reglementările;	Accesarea de finanțări pentru investiții strategice; Administrare conturi și instrumente financiare	Optimizarea costurilor de finanțare și gestionarea eficientă a capitalului; Dezvoltarea de parteneriate financiare strategice pe termen lung;	Utilizatoare ale Raportului de Sustenabilitate
Mass-media	Medie	Transparență și acces rapid la informații relevante; Comunicare proactivă și deschisă cu presa; Transparență în situațiile de criză sau incidente operaționale;	Publicarea de rapoarte și comunicate de presă; Disponibilitatea pentru interviuri și declarații oficiale; Gestionarea rapidă a situațiilor de criză;	Creșterea transparenței și a încrederii publicului; Prevenirea dezinformării ;	Utilizator al Raportului de Sustenabilitate
ONG-uri	Mică (cu tendințe de creștere în noul context european)	Alinierea la principiile de sustenabilitate și protecția mediului; Transparență în deciziile strategice și investițiile în infrastructură; Consultare publică și dialog deschis cu societatea civilă; Respectarea drepturilor sociale și a impactului asupra comunităților locale;	Dialoguri și consultări periodice; Colaborare; Parteneriate pentru proiecte de mediu și sociale; Participare la evenimente și conferințe internaționale;	Reducerea impactului asupra mediului și protecția biodiversității; Dezvoltarea responsabilității sociale și sprijinirea comunităților locale;	Afectate – Impact social și de mediu
Populația (consumatorii finali)	Mică	Siguranța și continuitatea furnizării energiei electrice; Menținerea tarifelor de transport și sistem la un nivel cât mai scăzut	Transparență și informare constantă;	Asigurarea unui sistem energetic fiabil și sigur; Stabilitatea costurilor energiei electrice;	Afectată – Siguranța continuității serviciului, prețuri, calitate energie

Scopul colaborării cu părțile interesate este colectarea și validarea informațiilor relevante pentru decizii, anticiparea riscurilor și îmbunătățirea performanței, inclusiv în raportare. Rezultatele dialogului sunt luate în considerare prin integrarea lor în evaluarea dublei materialități, în actualizarea riscurilor și a măsurilor de control, în stabilirea/ajustarea politicilor și acțiunilor relevante și, după caz, în planificarea strategică și în conținutul Raportului de sustenabilitate.

În ceea ce privește consultarea părților interesate, Grupul Transelectrica a operat în anul 2025 pe două paliere complementare:

I. Sistemul Integrat de Feedback pentru Părțile Interesate (SIF-PI)

Primul palier a fost reprezentat **Sistemul Integrat de Feedback pentru Părțile Interesate (SIF-PI)**, prin care Grupul Transelectrica a colectat opinii, observații și sesizări din partea tuturor categoriilor de stakeholderi.

În acest sens, Compania a postat pe site-ul Companiei (*secțiunea Relații investitori – Rapoarte curente – Arhivă anul 2025*, 09.10.2025, respectiv https://www.transelectrica.ro/documents/10179/18229990/28+RC+Feedback+raport+de+sustenabilitate_p.pdf/7a309d0d-67aa-44eb-a0f8-a1b66cd4723f?version=1.0), formularul standard de feedback și a lansat invitația la consultare publică privind Raportul de sustenabilitate aferent exercițiului financiar 2024 prin intermediul unui Raport curent publicat în 09.10.2025.

II. Consultarea specifică pentru temele materiale ESG

Al doilea palier a vizat **consultarea specifică pentru temele materiale ESG**, pentru care Grupul Transelectrica a publicat pe site-ul Companiei un formular dedicat, accesibil tuturor părților interesate (*secțiunea Home – Toate noutățile – https://web.transelectrica.ro/noutati/lista_noutati.html*). Acest formular a permis exprimarea punctelor de vedere privind materialitatea temelor ESG, concluziile fiind integrate în procesul de actualizare a analizei de dublă materialitate și în prezentul Raport de sustenabilitate. Formularul a fost publicat pe pagina web a Companiei, accesibil tuturor părților interesate, fără restricții, pentru a asigura un acces facil la procesul de colectare a opiniilor.

Prin urmare, în anul 2025, Grupul Transelectrica a colectat și analizat punctele de vedere ale principalelor categorii de părți interesate prin consultarea publică aferentă raportării și prin chestionarul dedicat temelor materiale ESG, utilizat în actualizarea analizei de dublă materialitate. Rezultatele agregate au indicat o preocupare constantă pentru continuitatea și siguranța SEN și pentru accelerarea modernizării/digitalizării infrastructurii, alături de teme de mediu și sociale evaluate preponderent la nivel moderat–semnificativ, respectiv semnificativ–foarte semnificativ (de exemplu: eficiența energetică/consumul intern, gestionarea substanțelor cu potențial poluant precum SF6 și a deșeurilor; sănătatea și securitatea în muncă, echilibrul viață profesională–privată, dialogul social; cultura etică, prevenirea corupției și protecția avertizorilor).

Aceste puncte de vedere au fost analizate în cadrul procesului de diligență și/sau al evaluării semnificației și au fost utilizate pentru validarea și, după caz, ajustarea priorităților din analiza de dublă materialitate, fiind reflectate în descrierea impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative (IRO-1) și în modul de prezentare a elementelor relevante pentru strategia și modelul de afaceri în raportul de sustenabilitate.

În perioada de raportare, Grupul Transelectrica nu a efectuat modificări structurale majore ale strategiei sau modelului de afaceri determinate exclusiv de interesele și punctele de vedere ale părților interesate, în condițiile în care activitatea Companiei este preponderent reglementată, iar direcțiile strategice sunt stabilite prin instrumente de planificare și guvernare aplicabile (de exemplu, Planul de administrare și Planul de dezvoltare al RET). Totuși, observațiile primite prin canalele de consultare sunt avute în vedere, în special pentru clarificarea priorităților, îmbunătățirea nivelului de transparență și întărirea proceselor de raportare și monitorizare a performanței ESG.

În acest context, Grupul preconizează să consolideze gradual modul în care integrează feedback-ul relevant în procesele interne (de exemplu, în actualizarea analizei de dublă materialitate, în definirea/actualizarea indicatorilor și în planificarea acțiunilor aferente temelor materiale).

Ca măsuri suplimentare planificate, Grupul Transelectrica are în vedere formalizarea treptată a fluxurilor de colectare și agregare a punctelor de vedere ale părților interesate și îmbunătățirea mecanismelor de raportare internă a acestora, pe parcursul exercițiilor următoare de raportare, în funcție de resursele disponibile și de evoluția cerințelor de raportare. Este posibil ca aceste măsuri să conducă la o relație mai structurată cu anumite categorii de părți interesate și la o mai bună trasabilitate a modului în care observațiile acestora sunt reflectate în raportare și, după caz, în acțiuni, fără a anticipa în această etapă schimbări semnificative ale modelului de afaceri.

Directoratul și Consiliul de Supraveghere sunt informate cu privire la punctele de vedere și interesele părților interesate afectate, relevante pentru impacturile legate de durabilitate, prin intermediul prezentului Raport de sustenabilitate.

În ceea ce privește Teletrans și Smart, lista categoriilor de stakeholderi rămâne neschimbată față de anul trecut, întrucât nu au fost identificate modificări care să impună introducerea unor categorii noi (ex.: schimbări structurale ale modelului de afaceri, reorganizări majore ale lanțului valoric, modificări de reglementare care creează categorii noi de stakeholderi, schimbări semnificative ale ariei de activitate sau ale tipului de proiecte).

Teletrans		
Categorie stakeholder	Modalitate de colaborare	Afectat / Utilizator al Raportului de sustenabilitate
Transelectrica	Distribuirea dividendelor și maximizarea randamentului capitalului investit Asigurarea transparenței cu privire la activitatea Societății Menținerea gradului de îndeplinire a indicatorilor de profitabilitate	Utilizator al Raportului (și afectare indirectă prin performanță/dividende)
Părți interesate	Linii directoare în relația cu părțile interesate	Utilizatoare ale Raportului
Societatea	Continuitatea activității și prestarea serviciilor la parametri de calitate asumați Dezvoltarea sustenabilă, cu menținerea profitabilității Transparență decizională și procedurală	Afectat
Cel mai important client – Transelectrica	Asigurarea funcționării optime a componentei IT&C a activității Companiei-mamă Asigurarea fluidității relațiilor contractuale Adaptarea constantă a pachetului de servicii la noile evoluții tehnologice sau reglementări legislative Gestionarea situațiilor de criză	Afectat direct (disponibilitate/calitate servicii IT&C)

Teletrans		
Categorie stakeholder	Modalitate de colaborare	Afectat / Utilizator al Raportului de sustenabilitate
Clienți	Garantarea disponibilității și calității serviciilor oferite în condițiile asumate Fluidizarea relațiilor contractuale	Afectați direct (calitate/ continuitate servicii)
Autoritatea Națională pentru Administrare și Reglementare în Comunicații (ANCOM)	Îndeplinirea obligațiilor ce derivă din licența emisă Conformarea cu standardele de calitate și performanță pentru serviciile prestate Participarea la inițiativele de reglementare și standardizare Asigurarea transparenței activității	Utilizator al Raportului (reglementare/conformare)
Statul român, reprezentat de Secretariatul General al Guvernului, în calitate de autoritate tutelară	Operarea infrastructurii IT&C aferente rețelei naționale de transport de energie și operatorului de sistem în condiții de eficiență, securitate și profitabilitate Punerea în aplicare a dispozițiilor SGG, transmiterea tuturor rapoartelor, analizelor și documentelor solicitate.	Utilizator al Raportului (reglementare/conformare)
Agenția pentru Monitorizarea și Evaluarea Performanței Întreprinderilor Publice (AMEPIP)	Conformarea cu legislația privind guvernarea corporativă pentru întreprinderile publice	Utilizator al Raportului (reglementare/conformare)
Angajați	Implementarea Politicii de resurse umane bazate pe managementul performanței Asigurarea dezvoltării profesionale a angajaților prin stabilirea unor parcursuri de carieră coerente și programe de pregătire profesională Cointeresarea materială a salariaților prin participarea la profit pe criterii de performanță	Afectați direct (condiții de muncă / dezvoltare / remunerație)
Parteneri contractuali (furnizori, prestatori de servicii etc.)	Eficientizarea procedurilor de achiziții și contractare Asigurarea transparenței în conformitate cu prevederile legale Promovarea principiilor de etică în afaceri	Afectați (relații contractuale / cerințe / termene)

Smart				
Categorie	Părți interesate principale	Interes față de Smart	Metode de implicare utilizate	Afectat / Utilizator al Raportului de sustenabilitate
Autorități de reglementare și guvernamentale	ANRE, Ministerul Energiei, organisme europene	Conformarea la legislația în vigoare, siguranța rețelei energetice, sustenabilitatea energetică	Întâlniri periodice, raportări oficiale, consultări publice	Utilizatori ai Raportului (monitorizare/conformare)
Accionari și compania-mamă	Transelectrica	Performanța financiară și operațională, eficiența mentenanței și modernizării infrastructurii	Rapoarte de activitate, întâlniri strategice, prezentări financiare	Utilizator al Raportului (și afectare indirectă prin performanță/contractare)

Smart				
Categorie	Părți interesate principale	Interes față de Smart	Metode de implicare utilizate	Afectat / Utilizator al Raportului de sustenabilitate
Angajați	Personal tehnic și administrativ, sindicate	Condiții de muncă, siguranță, oportunități de dezvoltare profesională	Sondaje interne, sesiuni de training, întâlniri sindicale	Afectați direct (condiții de muncă/SSM/dezvoltare)
Furnizori și parteneri	Companii furnizoare de echipamente, servicii IT și consultanță	Stabilitatea relațiilor comerciale, respectarea contractelor, calitatea livrărilor	Reuniuni periodice, evaluări de performanță, negocieri contractuale	Afectați (relații contractuale/cerințe/termene)
Comunități locale și publicul larg	Locuitori din zonele afectate de lucrările Smart, ONG-uri de mediu	Impactul asupra mediului și comunității, transparența proiectelor	Sesiuni de consultare publică, platforme de comunicare, pliante și informări locale	Afectați (impact local de mediu/social); Utilizatori ai Raportului (pentru informare)
Instituții academice și de cercetare	Universități, centre de cercetare	Dezvoltarea de tehnologii inovatoare, promovarea eficienței energetice	Parteneriate pentru proiecte de cercetare, internship-uri, conferințe comune	Utilizatori ai Raportului (în principal)

6. Impacturile, riscurile semnificative și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri (SBM-3)

Descrierea impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative. Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative identificate prin evaluarea semnificației (DMA) sunt concentrate, în principal, în jurul rolului Transelectrica de operator de transport și sistem și al gestionării infrastructurii critice (RET, stații/LEA, dispecerizare și sisteme IT/OT). În zona operațiunilor proprii, acestea vizează în special: impacturi de mediu asociate operării și mentenanței instalațiilor (poluări accidentale/gestionarea substanțelor și deșeurilor), impacturi asupra biodiversității și utilizării terenurilor generate de lucrări și de prezența infrastructurii (inclusiv potențiale efecte asupra speciilor), precum și impacturi/riscuri sociale legate de sănătate și securitate în muncă, competențe și adaptarea la digitalizare. În planul riscurilor, sunt relevante riscurile operaționale și de continuitate a serviciului (defecțiuni, avarii, fenomene meteo extreme), riscurile de conformare/reglementare.

În ceea ce privește riscurile de securitate cibernetică, la nivelul filialei Teletrans, reevaluarea riscurilor realizată în anul 2025 nu a condus la consemnarea unor riscuri în Registrul de riscuri 2025; în consecință, riscul de securitate cibernetică nu apare ca risc distinct în registrul societății.

Această situație este explicată prin absența unor incidente semnificative consemnate în perioada analizată și prin existența unui cadru de control și conformitate (inclusiv Sistemul de Management al Securității Informațiilor – ISO/IEC 27001:2018, alături de sistemele de management implementate), care contribuie la menținerea riscurilor în limite controlabile. În plus, componentele de digitalizare și modernizare (PNRR–REPowerEU), care includ elemente dedicate securității cibernetice și măsuri de tip DNSH, susțin consolidarea capabilităților și reducerea expunerii.

La nivel de Grup, subiectul rămâne totuși în monitorizare prin mecanismele de continuitate/cyber și control intern și va fi reevaluat dacă apar modificări relevante ale profilului de amenințări, incidente sau cerințe de reglementare.

În lanțul valoric din amonte, IRO semnificative se concentrează în relația cu contractanții și furnizorii implicați în lucrări, mentenanță, echipamente și servicii (inclusiv disponibilitatea soluțiilor de tratare/reciclare și riscul de nealiniere la standarde de mediu și siguranță), precum și în dependențe tehnologice legate de digitalizare și securitate.

În lanțul din aval, riscurile și oportunitățile se manifestă prin efectele asupra furnizării serviciilor de transport și de sistem către operatorii de distribuție/participanții la piață și, indirect, asupra utilizatorilor finali, în special prin continuitatea și calitatea serviciului, integrarea producției din surse regenerabile și modernizarea/digitalizarea infrastructurii și a schimburilor de date operaționale.

Efectele actuale și anticipate ale IRO. Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative identificate prin DMA influențează deja și se anticipează că vor influența în continuare prioritizarea investițiilor, planificarea mentenanței, digitalizarea și securizarea infrastructurii critice (RET/DEN/IT-OT), precum și modul de conformare într-un cadru puternic reglementat. În prezent, efectele se reflectă în creșterea nevoii de modernizare, extindere și întărire a rețelei pentru integrarea surselor regenerabile și menținerea siguranței în funcționare, precum și în întărirea măsurilor de securitate cibernetică și a capabilităților digitale necesare operării și schimbului de date.

În lanțul valoric, aceste efecte se manifestă prin dependențe față de furnizori/contractanți (echipamente, lucrări, servicii IT&C) și prin cerințe sporite de coordonare cu actorii de sistem (producători, OD, participanți la piață) pentru continuitatea serviciului și stabilitatea SEN.

Răspunsul Grupului Transelectrica este, în principal, incremental (nu o schimbare structurală a modelului de afaceri reglementat) și constă în consolidarea direcțiilor strategice deja asumate: accelerarea programelor de investiții, digitalizare și cybersecurity, managementul riscurilor și conformarea, inclusiv prin mecanisme de planificare (Planul de administrare/Planul de dezvoltare RET) și prin monitorizarea performanței prin KPI (de ex. consum intern de energie electrică și ținte sociale precum reducerea diferenței de remunerare), utilizate și în procesul decizional. În perspectivă, Grupul intenționează să continue aceste direcții prin proiecte critice de modernizare și digitalizare, întărirea controalelor interne și a managementului riscurilor, precum și prin ajustări punctuale ale politicilor și cerințelor operaționale/contractuale, acolo unde este necesar pentru a aborda impacturile și riscurile semnificative sau pentru a valorifica oportunități (de exemplu, finanțări verzi și proiecte de reziliență).

Impacturi semnificative ale Grupului. În ceea ce privește impacturile semnificative, Grupul Transelectrica a identificat atât impacturi pozitive, cât și negative, care rezultă în principal din rolul său de operator de transport și sistem și din gestionarea unei infrastructuri critice (RET, stații, LEA, dispecerizare și sisteme IT/OT).

(i) *Efecte asupra oamenilor și mediului.* Impacturile pozitive se manifestă prin contribuția la siguranța și continuitatea alimentării cu energie, facilitarea integrării surselor regenerabile, creșterea eficienței operaționale și a rezilienței sistemului. Impacturile negative pot afecta mediul și oamenii prin ocuparea/fragmentarea habitatelor și modificări ale utilizării terenurilor asociate infrastructurii și lucrărilor, potențiale efecte asupra biodiversității, precum și prin riscuri de poluare accidentală/gestionarea substanțelor și deșeurilor rezultate din mentenanță și intervenții. Pe dimensiunea socială, impacturile semnificative sunt asociate în special cu sănătatea și securitatea în muncă (ex. expuneri/accidente) și, după caz, cu efecte locale temporare în comunități generate de lucrări (ex. disconfort, trafic, zgomot).

(ii) *Legătura cu strategia și modelul de afaceri.* Impacturile sunt direct legate de strategia și modelul de afaceri reglementat al Grupului: operarea, mentenanța și dezvoltarea RET și asigurarea serviciilor de sistem sunt activități esențiale pentru îndeplinirea mandatului de OTS, iar modernizarea/digitalizarea infrastructurii și extinderea capacității de interconexiune sunt direcții strategice care pot amplifica impacturile pozitive (reziliență, integrarea regenerabilelor), dar pot genera și impacturi negative asociate lucrărilor de investiții (de ex. utilizarea terenurilor/biodiversitate), dacă nu sunt gestionate adecvat.

(iii) *Orizonturi de timp preconizate.* Impacturile negative accidentale (de ex. incidente de mediu, evenimente de securitate operațională) au, de regulă, un orizont pe termen scurt, în timp ce impacturile legate de infrastructură (utilizare terenuri, biodiversitate, fragmentare) pot avea efecte pe termen mediu și lung. Impacturile pozitive asociate investițiilor, modernizării și digitalizării (reziliență, integrarea regenerabilelor, eficiență) se materializează preponderent pe termen mediu și lung, în funcție de ciclurile investiționale și de implementare.

(iv) *Natura legăturii prin activități și relații de afaceri.* Grupul Transelectrica este legat de impacturile semnificative în primul rând prin activitățile proprii (operare/mentenanță/dezvoltare infrastructură, dispecerizare) și, în anumite cazuri, prin relațiile de afaceri din lanțul valoric (furnizori și contractanți implicați în lucrări, mentenanță, echipamente și servicii IT&C; filialele care susțin activități critice de mentenanță/telecomunicații/formare). Natura acestor relații este relevantă în special pentru impacturi sociale și de mediu asociate lucrărilor executate de terți și pentru riscurile de conformare și calitate a datelor/serviciilor, motiv pentru care acestea sunt avute în vedere în evaluarea și gestionarea impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative.

Efecte financiare curente. Pe baza evaluărilor disponibile la data raportării, Grupul Transelectrica a identificat că anumite impacturi, riscuri și oportunități semnificative pot avea efecte financiare curente asupra poziției financiare, performanței financiare și fluxurilor de trezorerie, precum și pot genera, în anumite scenarii, un risc semnificativ de ajustare a valorilor contabile ale unor active și/sau datorii în următoarea perioadă anuală de raportare. Acestea includ, fără a se limita la: (i) expunerea infrastructurii la evenimente meteorologice extreme și la condiții climatice nefavorabile, cu potențiale implicații asupra costurilor de remediere/mentenanță, a disponibilității activelor și, după caz, asupra evaluării acestora; (ii) evoluții de reglementare și cerințe de conformare cu potențial impact asupra investițiilor și calendarului de înlocuire/modernizare a echipamentelor și instalațiilor; (iii) riscuri de securitate cibernetică asociate infrastructurii IT/OT și sistemelor critice, cu potențiale efecte asupra continuității operaționale și costurilor de răspuns/remediere.

Efectele financiare curente și tratamentul contabil asociat acestor elemente sunt reflectate, după caz, în situațiile financiare ale perioadei, în funcție de natura și materializarea evenimentelor (de exemplu, prin cheltuieli operaționale, investiții, ajustări sau evaluări ale activelor), iar evaluarea riscului de ajustare a valorilor contabile este revizuită periodic în cadrul proceselor interne de management al riscurilor și în cadrul închiderilor financiare. În măsura în care apar evoluții sau evenimente relevante ulterior, Grupul va actualiza corespunzător prezentările din raportare și trimiterile la notele relevante din situațiile financiare.

Efectele financiare anticipate ale riscurilor și oportunităților semnificative. În exercițiul financiar 2025, Transelectrica aplică dispozițiile tranzitorii din Apendicele C la ESRS 1 (astfel cum a fost modificat prin Regulamentul delegat (UE) 2025/1416) și, în consecință, omite integral prezentarea informațiilor privind efectele financiare anticipate ale riscurilor și oportunităților semnificative asupra poziției financiare, performanței financiare și fluxurilor de trezorerie, pe termen scurt, mediu și lung, întrucât cuantificarea completă nu este disponibilă în mod rezonabil în această etapă. Compania va dezvolta progresiv capacitatea de evaluare și cuantificare a acestor efecte, inclusiv prin corelarea cu planurile de investiții și sursele de finanțare planificate, pe măsura maturizării proceselor interne și a datelor disponibile.

Reziliența strategiei și a modelului de afaceri al Transelectrica este analizată din perspectiva capacității de a menține continuitatea serviciului public de transport și de sistem și de a gestiona impacturile și riscurile semnificative identificate prin analiza de dublă materialitate, precum și de a valorifica oportunitățile asociate tranziției energetice. Analiza este realizată preponderent calitativ, având în vedere caracterul reglementat al activității și rolul de infrastructură critică, și ia în considerare atât factori interni (starea activelor, capabilități operaționale și de mentenanță, digitalizare și securitate cibernetică, resurse umane și competențe), cât și factori externi (evoluții de reglementare, fenomene meteorologice extreme, ritmul de integrare a surselor regenerabile, cerințe de interconectare regională și acces la finanțare). În cadrul acestei evaluări sunt utilizate informații din procesele interne de management al riscurilor și control intern (registru de riscuri, planurile de măsuri și raportările periodice), precum și din documentele strategice relevante (Planul de administrare și Planul de dezvoltare al RET), pentru a aprecia robustețea măsurilor existente și necesitatea unor ajustări.

Orizonturile de timp aplicate sunt aliniate definițiilor ESRS. Pe termen scurt, reziliența este susținută în principal prin mecanismele operaționale și de control (dispecerizare, mentenanță, măsuri de siguranță și continuitate) și prin capacitatea de reacție la riscuri acute. Pe termen mediu, reziliența depinde de implementarea programelor de investiții și modernizare, de consolidarea capabilităților digitale și de securitate cibernetică și de adaptarea la cerințe de reglementare și la riscurile climatice. Pe termen lung, reziliența este condiționată de ritmul de reînnoire a activelor, de dezvoltarea interconexiunilor și de adaptarea infrastructurii la schimbările structurale ale sistemului energetic (electrificare, integrarea masivă a SRE, flexibilitate și stocare). În această etapă, Grupul Transelectrica nu prezintă o cuantificare agregată a rezilienței, urmând ca analiza să fie consolidată progresiv, inclusiv prin dezvoltarea unor indicatori și intervale cantitative, pe măsura maturizării proceselor interne și a disponibilității datelor.

Modificări ale IRO semnificative în comparație cu perioada de raportare anterioară. În comparație cu perioada de raportare anterioară, setul de IRO semnificative a fost revizuit ca urmare a actualizării analizei de dublă materialitate. În urma re-evaluării semnificației, a criteriilor aplicate și a informațiilor disponibile, lista IRO semnificative a fost restrânsă, prin eliminarea unor elemente care nu au mai îndeplinit pragurile de semnificație și prin consolidarea unor teme similare, pentru a reflecta mai fidel ariile cu prioritate ridicată pentru Companie și părțile interesate.

Pentru a clarifica delimitarea dintre cerințele standardizate ESRS și prezentările suplimentare specifice entității, Grupul Transelectrica precizează că IRO semnificative identificate sunt raportate, în principal, prin cerințele de prezentare de informații din ESRS relevante (ESRS 2 și standardele tematice aplicabile). În situațiile în care anumite IRO semnificative nu sunt acoperite în mod suficient de cerințele standardizate sau necesită o contextualizare specifică rolului de operator de transport și sistem, Grupul furnizează prezentări suplimentare specifice entității, exclusiv pentru a completa înțelegerea contextului, fără a substitui cerințele obligatorii ale ESRS.

Tabel comparativ teme materiale		
Temă 2024/2025	Temă 2025/2026	Explicații
Schimbările climatice - adaptarea la schimbările climatice	Schimbările climatice - adaptarea la schimbările climatice	-
Schimbările climatice - atenuarea schimbărilor climatice	Schimbările climatice - atenuarea schimbărilor climatice	-
Schimbările climatice - Eficiența	Schimbările climatice - Eficiența	-
Poluarea aerului	Poluarea aerului	Conform DMA 2025, nu sunt identificate emisii semnificative în aer; riscurile relevante pot fi legate de pierderi de gaze izolante (SF6), Poluarea aerului este limitată fiind generată de activități auxiliare. Compania monitorizează constant emisiile în atmosferă prin contracte cu firme specializate.
Poluarea apei	-	Conform DMA 2025, nu sunt identificate deversări operaționale semnificative în ape; riscurile relevante sunt legate de scurgeri accidentale care pot afecta solul și, punctual, apele subterane. Pentru a evita dublarea, acestea sunt raportate consolidat la „Poluarea solului” (E2) și prin măsuri de prevenire/gestionare a incidentelor, fără o subsecțiune distinctă „Poluarea apei” în 2025/2026.
Poluarea solului	Poluarea solului	-
Resursele de apă și cele marine - consumul de apă	-	Conform DMA 2025, ESRS E3 (Apă și resurse marine) este nematerial (monitorizare), neexistând IRO-uri în lista scurtă; consumul/prelevările/ deversările de apă nu sunt semnificative pentru modelul de afaceri. Prin urmare, tema nu este tratată în 2025/2026 (rămâne monitorizată și revizuită anual).
Biodiversitatea și ecosistemele - Factorii determinanți ai impactului direct asupra declinului biodiversității (Schimbări climatice)	-	Conform actualizării DMA, în anul curent subtema „schimbări climatice” nu mai este tratată distinct în cadrul ESRS E4, întrucât nu a mai rezultat ca subtemă materială separată pentru biodiversitate; efectele climatice sunt abordate preponderent în ESRS E1, iar în E4 au fost reținute impacturile directe mai specifice activităților Transelectrica.
Biodiversitatea și ecosistemele - Factorii determinanți ai impactului direct asupra declinului biodiversității (Schimbarea destinației terenurilor)	-	Conform DMA 2025, subtema din ESRS E4 – „Schimbarea destinației terenurilor” (factor determinant al impactului direct asupra declinului biodiversității) a fost evaluată ca nematerială (în monitorizare), întrucât nu au rezultat IRO-uri semnificative asociate acestora în lista scurtă.

Tabel comparativ teme materiale		
Temă 2024/2025	Temă 2025/2026	Explicații
		Pentru modelul de afaceri al Transelectrica, lucrările și investițiile sunt, în principal, de modernizare/retehnologizare pe amplasamente și coridoare existente, iar situațiile care ar implica schimbări semnificative de destinație a terenurilor sunt limitate și sunt gestionate prin cadrul de autorizare aplicabil (avize/autorizații și condiții de mediu), fără a fi depășite pragurile de semnificație stabilite pentru raportare.
Biodiversitatea și ecosistemele - Poluare	Biodiversitatea și ecosistemele - Poluare	-
-	Biodiversitatea și ecosistemele – Impactul asupra stării speciilor – Dimensiunea populației speciei	Tema este materială în anul curent ca urmare a identificării explicite a impactului LEA asupra avifaunei, prin risc de coliziune și electrocutare, cu efect potențial asupra dimensiunii populațiilor speciilor afectate; în anul anterior, acest impact nu a fost tratat distinct.
Economie circulară - Intrările de resurse, inclusiv utilizarea resurselor	Economie circulară - Intrările de resurse, inclusiv utilizarea resurselor	-
Economie circulară - Ieșirile de resurse legate de produse și servicii	Economie circulară - Ieșirile de resurse legate de produse și servicii	-
Economie circulară - Deșeuri	Economie circulară - Deșeuri	-
Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Locuri de muncă sigure)	Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Locuri de muncă sigure)	-
Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Timp de lucru)	-	Conform DMA 2025, materialitatea pentru S1 este determinată în principal de sănătatea și siguranța în muncă și de competențe; aspecte legate de timpul de lucru sunt considerate gestionate prin cadrul legal și mecanismele existente.
Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Salarii adecvate)	-	Conform DMA 2025, materialitatea pentru S1 este determinată în principal de sănătatea și siguranța în muncă și de competențe; aspecte legate de salariile adecvate sunt considerate gestionate prin cadrul legal și mecanismele existente.
Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Dialog social)	-	Conform DMA 2025, materialitatea pentru S1 este determinată în principal de sănătatea și siguranța în muncă și de competențe; aspectele de dialog social sunt considerate gestionate prin cadrul legal și mecanismele existente. În 2025/2026, informațiile sunt prezentate integrat (ex. în cerința S1-8 / procese HR), fără o subtemă separată în tabelul comparativ.
Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Libertatea de asociere, existența comitetelor de întreprindere și drepturile de informare, consultare și participare ale lucrătorilor)	-	Conform DMA 2025, nu au fost identificate IRO-uri semnificative specifice libertății de asociere/comitetelor de întreprindere (acoperite de legislația muncii și de practicile curente). În 2025/2026, subiectul este tratat la nivel de guvernanță și procese de implicare a angajaților, fără prezentare separată pe sub-sub-temă.

Tabel comparativ teme materiale		
Temă 2024/2025	Temă 2025/2026	Explicații
Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Negocierea colectivă, inclusiv proporția lucrătorilor care fac obiectul contractelor colective de muncă)	-	Conform DMA 2025, negocierea colectivă este un subiect stabil, acoperit de contractele colective și de cadrul legal, fără variații/riscuri semnificative identificate în lista scurtă de IRO. În 2025/2026, informațiile relevante sunt raportate agregat (S1-8), motiv pentru care subtema nu este detaliată separat.
Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Echilibru între viața profesională și cea privată)	Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Echilibru între viața profesională și cea privată)	-
Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Sănătatea și siguranța)	Forța de muncă proprie - Condiții de muncă (Sănătatea și siguranța)	-
Forța de muncă proprie - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Egalitatea de gen și plata egală pentru muncă de valoare egală)	-	Conform DMA 2025, nu au fost identificate IRO-uri semnificative specifice pentru egalitatea de gen și plată egală pentru muncă de valoare egală
Forța de muncă proprie - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Formare și dezvoltarea competențelor)	Forța de muncă proprie - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Formare și dezvoltarea competențelor)	--
Forța de muncă proprie - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Ocuparea forței de muncă și incluziunea persoanelor cu dizabilități)	-	Conform DMA 2025, nu au fost identificate IRO-uri semnificative specifice pentru ocuparea forței de muncă și incluziunea persoanelor cu dizabilități
Forța de muncă proprie - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Măsuri împotriva violenței și a hărțuirii la locul de muncă)	-	Conform DMA 2025, nu au fost identificate IRO-uri semnificative specifice pentru măsuri împotriva violenței și a hărțuirii la locul de muncă
Forța de muncă proprie - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Diversitatea)	Forța de muncă proprie - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Diversitatea)	-
Forța de muncă proprie - Alte drepturi legate de muncă (Confidențialitatea)	-	Conform DMA 2025, confidențialitatea nu a generat IRO-uri materiale; este gestionată ca cerință de conformare (GDPR, politici IT/HR) și nu ca temă ESRS de raportare distinctă. Prin urmare, nu este tratată în 2025/2026.
Lucrătorii din lanțul valoric - Condiții de muncă (Locuri de muncă sigure)	-	Conform DMA 2025, nu au fost identificate IRO-uri semnificative specifice pentru locuri de muncă sigure pentru lucrătorii din lanțul valoric; materialitatea pentru S2 este determinată în principal de sănătatea și siguranța în muncă.
Lucrătorii din lanțul valoric - Condiții de muncă (Timp de lucru)	-	Conform DMA 2025, nu au fost identificate IRO-uri semnificative specifice pentru timpul de lucru al lucrătorilor din lanțul valoric; materialitatea pentru S2 este determinată în principal de sănătatea și siguranța în muncă.

Tabel comparativ teme materiale		
Temă 2024/2025	Temă 2025/2026	Explicații
Lucrătorii din lanțul valoric - Condiții de muncă (Salarii adecvate)	-	Conform DMA 2025, nu au fost identificate IRO-uri semnificative specifice pentru salarii adecvate pentru lucrătorii din lanțul valoric; materialitatea pentru S2 este determinată în principal de sănătatea și siguranța în muncă
Lucrătorii din lanțul valoric - Condiții de muncă (Dialog social)	-	Conform DMA 2025, S2 este material prin riscul de neconformitate în lanțul valoric, însă dialogul social la furnizori/contractori nu este în sfera de control direct și nu a fost considerat relevant pentru raportare. Tema este abordată prin clauze contractuale și due diligence, fără dezvăluiri specifice în 2025/2026.
Lucrătorii din lanțul valoric - Condiții de muncă (Libertatea de asociere, inclusiv existența comitetelor de întreprindere)	-	Conform DMA 2025, subtema libertății de asociere/comitetelor de întreprindere pentru lucrătorii din lanțul valoric nu este materială, având în vedere natura relațiilor contractuale și lipsa unor IRO-uri semnificative identificate. Monitorizarea se face prin cerințe de conformare incluse în selecția și evaluarea contracturilor.
Lucrătorii din lanțul valoric - Condiții de muncă (Negociere colectivă)	-	Conform DMA 2025, pentru lucrătorii din lanțul valoric nu au fost identificate IRO-uri materiale legate de negocierea colectivă, iar disponibilitatea datelor în mod rezonabil este limitată. În 2025/2026, abordarea este prin cerințe contractuale și mecanisme de conformitate, fără raportare separată.
Lucrătorii din lanțul valoric - Condiții de muncă (Sănătatea și siguranță)	Lucrătorii din lanțul valoric - Condiții de muncă (Sănătatea și siguranță)	-
Lucrătorii din lanțul valoric - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Egalitatea de gen și plata egală pentru muncă de valoare egală)	-	Conform DMA 2025, IRO-ul material pentru S2 vizează conformitatea de bază a contracturilor (SSM/mediu), nu indicatori specifici de egalitate de gen și remunerare la nivelul furnizorilor. În consecință, nu este tratată în 2025/2026 (monitorizare prin criterii de achiziții/diligență, acolo unde este relevant).
Lucrătorii din lanțul valoric - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Formarea și dezvoltarea competențelor)	-	Conform DMA 2025, formarea și dezvoltarea competențelor sunt materiale în principal pentru forța de muncă proprie (S1), iar pentru lucrătorii din lanțul valoric subtema nu este materială din perspectiva controlului și a datelor disponibile. În 2025/2026 nu se raportează separat.
Lucrătorii din lanțul valoric - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Ocuparea forței de muncă și incluziunea persoanelor cu dizabilități)	-	Conform DMA 2025, subtema incluziunii persoanelor cu dizabilități în lanțul valoric nu este materială (lipsă IRO-uri semnificative și limită de influență asupra practicilor interne ale furnizorilor). Prin urmare, nu este tratată în 2025/2026.
Lucrătorii din lanțul valoric - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Măsuri împotriva violenței și a hărțuirii la locul de muncă)	-	Conform DMA 2025, nu au fost identificate IRO-uri materiale privind violența și hărțuirea la locul de muncă în lanțul valoric. Controlul se realizează prin cod de conduită, clauze contractuale și mecanisme de sesizare, fără dezvăluiri specifice în 2025/2026.
Lucrătorii din lanțul valoric - Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți (Diversitatea)	-	Conform DMA 2025, aspectele de diversitate sunt materiale pentru forța de muncă proprie (S1), iar pentru lanțul valoric sunt încadrate ca fiind nemateriale (control limitat și lipsă IRO-uri semnificative). În 2025/2026 nu se raportează

Tabel comparativ teme materiale		
Temă 2024/2025	Temă 2025/2026	Explicații
		separat.
Lucrătorii din lanțul valoric - Alte drepturi legate de muncă (Confidențialitatea)	-	Conform DMA 2025, confidențialitatea pentru lucrătorii din lanțul valoric nu este materială ca subtemă ESRS; este gestionată prin clauze de confidențialitate și cerințe de protecție a datelor în contracte. Nu este tratată în 2025/2026.
Comunitățile afectate - Drepturile economice, sociale și culturale ale comunităților (Impacturi legate de soluri)	Comunitățile afectate - Drepturile economice, sociale și culturale ale comunităților (Impacturi legate de soluri)	-
Comunitățile afectate - Drepturile economice, sociale și culturale ale comunităților (Impacturi legate de securitate)	-	Conform DMA 2025, impacturile legate de securitate nu este materială ca subtemă ESRS;
Comunitățile afectate - Drepturile civile și politice ale comunităților (Libertatea de exprimare)	-	Conform DMA 2025, S3 este material pentru drepturile economice, sociale și culturale (impacturi legate de terenuri/siguranță), iar drepturile civile și politice (ex. libertatea de exprimare) nu au fost identificate ca IRO-uri relevante pentru activitățile Grupului. Prin urmare, nu este tratată în 2025/2026.
Comunitățile afectate - Drepturile civile și politice ale comunităților (Libertatea de întrunire)	-	Conform DMA 2025, interacțiunile cu comunitățile se referă preponderent la impacturi legate de terenuri și siguranță; nu au fost identificate IRO-uri semnificative privind limitarea libertății de întrunire. În consecință, nu este tratată în 2025/2026.
Comunitățile afectate - Drepturile civile și politice ale comunităților (Impactul asupra apărătorilor drepturilor omului)	-	Conform DMA 2025, nu au fost identificate contexte/activități care să genereze riscuri semnificative privind apărătorii drepturilor omului. Raportarea 2025/2026 se concentrează pe impacturile S3 materiale (terenuri/siguranță).
Consumatorii și utilizatorii finali - Impacturile legate de informare pentru consumatori și/sau utilizatorii finali (Confidențialitatea)	-	Conform DMA 2025, ESRS S4 este nematerial (monitorizare), neexistând IRO-uri în lista scurtă; în plus, modelul de afaceri este preponderent B2B/reglementat, fără interacțiuni directă cu consumatorii finali în sensul ESRS. În 2025/2026 nu se raportează separat (rămâne monitorizare prin procese operaționale).
Consumatorii și utilizatorii finali - Impacturile legate de informare pentru consumatori și/sau utilizatorii finali (Libertatea de exprimare)	-	Conform DMA 2025, ESRS S4 este nematerial (monitorizare), iar pentru libertatea de exprimare a consumatorilor/utilizatorilor finali nu au fost identificate IRO-uri relevante. În 2025/2026 nu se raportează separat, fiind monitorizată prin canale operaționale (continuitate/comunicare).
Consumatorii și utilizatorii finali - Impacturile legate de informare pentru consumatori și/sau utilizatorii finali (Accesul la informații)	-	Conform DMA 2025, ESRS S4 este nematerial (monitorizare), iar accesul la informații (de calitate) pentru consumatori/utilizatorii finali nu a fost evaluat ca IRO material. În 2025/2026 nu se raportează separat (monitorizare și revizuire anuală).
Conduita profesională - Cultura corporativă	Conduita profesională - Cultura corporativă	-
Conduita profesională - Protecția avertizorilor	Conduita profesională - Protecția avertizorilor	-

Tabel comparativ teme materiale		
Temă 2024/2025	Temă 2025/2026	Explicații
Conduita profesională - Gestionarea relațiilor cu furnizorii, inclusiv practicile de plată	-	Conform DMA 2025, G1 este material prin conduită profesională (integritate, anticorupție, protecția avertizorilor); gestionarea relațiilor cu furnizorii/practicile de plată nu au generat IRO-uri materiale. În 2025/2026 sunt acoperite de controale interne și proceduri de achiziții, fără dezvăluiri dedicate.
Conduita profesională - Corupția și mita - Prevenirea, depistarea, inclusiv formarea	Conduita profesională - Corupția și mita - Prevenirea, depistarea, inclusiv formarea	-
Conduita profesională - Corupția și mita - Incidente	Conduita profesională - Corupția și mita - Incidente	-

7. Gestionarea impacturilor, a riscurilor și oportunităților (IRO-1, IRO-2, MDR-P, MDR-A, MDR-M, MDR-T)

Descrierea procesului de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative (IRO-1)

În conformitate cu cerințele ESRS privind gestionarea impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative, Transelectrica a dezvoltat un proces structurat de identificare, evaluare și monitorizare a acestora, având la bază analiza de dublă materialitate și principiile diligenței necesare.

La nivelul Grupului, gândirea bazată pe risc și oportunitate este un element esențial al sistemului integrat de management. Prin această abordare, se protejează resursele, se maximizează eficiența operațională și se asigură poziționarea pentru provocările viitoare. Procesul de identificare și evaluare a impacturilor, riscurilor și oportunităților în cadrul Transelectrica se bazează pe următoarele metodologii și ipoteze:

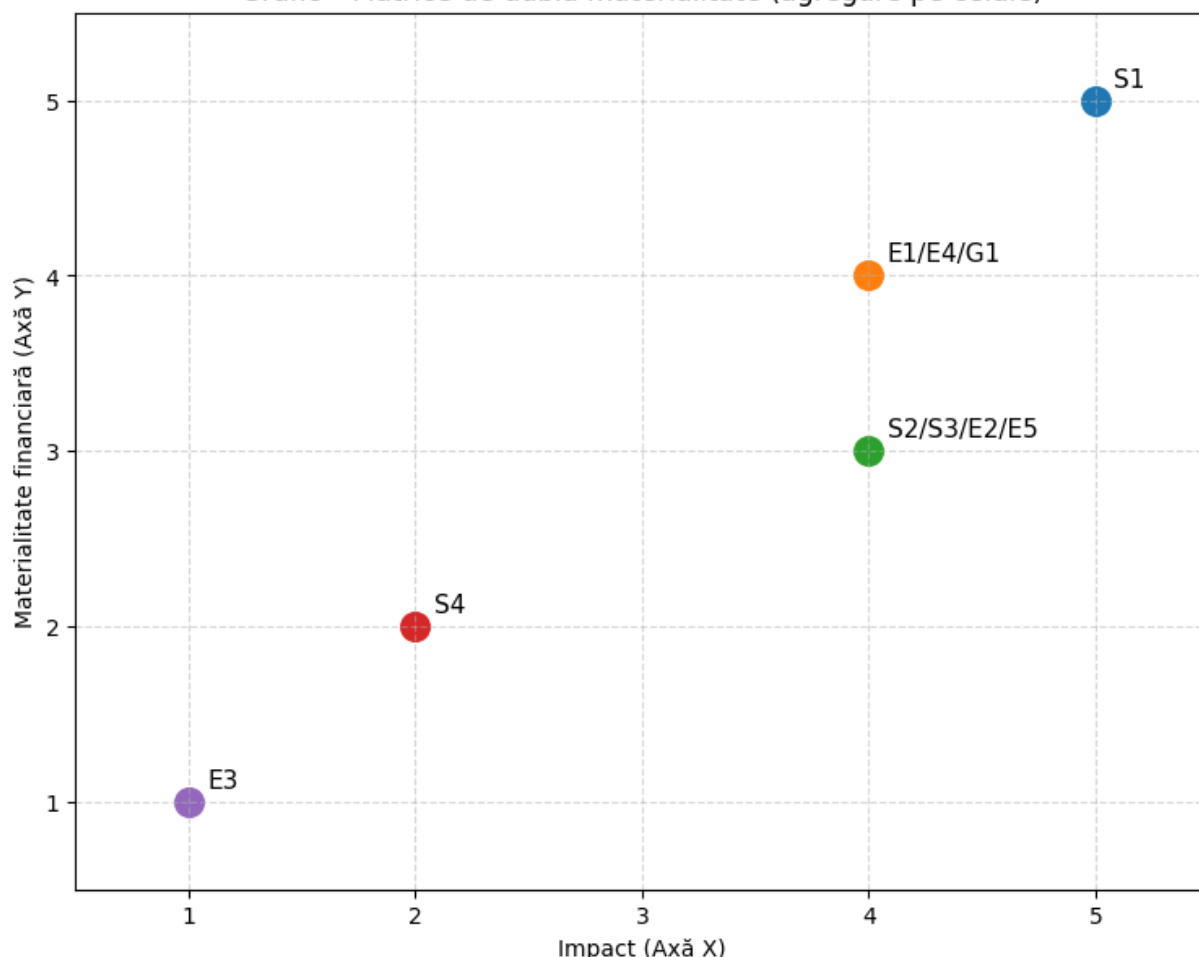
Analiza de dublă materialitate	Evaluarea probabilității și gravității impacturilor	Integrarea standardelor internaționale
Se evaluează impacturile asupra mediului și oamenilor (materialitate de impact) și efectele financiare asupra Companiei (materialitate financiară)	Se utilizează metode cantitative și calitative, inclusiv modele de scenarii și analize de risc, pentru a determina semnificația fiecărui impact	Evaluarea impacturilor este realizată în conformitate cu ISO 14001:2015 (mediu), ISO 45001:2023 (sănătate și securitate în muncă) și Standardele ESRS
Sunt analizate atât riscurile care pot genera consecințe negative, cât și oportunitățile care pot aduce beneficii strategice și operaționale	Se iau în considerare factori legați de reglementări, schimbări climatice, sustenabilitate socială și guvernanta corporativă	

Matricea finală

Legenda:

- **P1 – Prioritate 1** (material ridicat)
- **P2 – Prioritate 2** (material mediu)
- **M – Monitorizare**

Grafic - Matrice de dublă materialitate (agregare pe celule)



Prag de materialitate	Prag materialitate financiară
Scoring Prioritate 1: între 13-16 inclusiv - material ridicat	10.000.000 RON
Scoring Prioritate 2: între 9-12 inclusiv - material mediu	5.000.000 – 9.999.999 RON
Scoring Monitorizare: între 4-8 inclusiv - sunt tratate la nivel de monitorizare, nivel scăzut	>5.000.000 RON

Feedback-ul părților interesate a fost luat în considerare în cadrul actualizării analizei de dublă materialitate prin centralizarea și discutarea rezultatelor în ședințe interne cu structurile relevante. În etapa de evaluare, observațiile primite au fost utilizate ca element de validare, iar acolo unde temele au înregistrat punctaje maxime în feedback-ul stakeholderilor, acestea au fost tratate cu prioritate în acordarea scorurilor și în confirmarea listei finale de aspecte/IRO semnificative.

Pragurile de semnificație și criteriile de clasificare (scăzut/mediu/ridicat) sunt utilizate pentru prioritizarea IRO și pentru stabilirea celor tratate ca semnificative în raportare, în corelare cu analiza de dublă materialitate. Evaluarea riscurilor și oportunităților financiare este realizată pe orizonturi de timp scurt, mediu și lung, în conformitate cu definițiile ESRS, iar ipotezele utilizate sunt revizuite anual sau ori de câte ori apar schimbări relevante ale contextului.

Procesul de identificare și evaluare a impacturilor potențiale și reale asupra mediului și oamenilor în cadrul Grupului Transelectrica se desfășoară printr-o abordare structurată, care include mai multe etape esențiale. În primul rând, este realizată analiza zonelor cu risc ridicat, axată pe activitățile care generează impacturi semnificative, precum transportul energiei electrice, ce pot influența biodiversitatea și emisiile de gaze cu efect de seră, gestionarea echipamentelor cu SF6, un gaz cu potențial ridicat de încălzire globală, și construcțiile și mentenanța rețelei de înaltă tensiune, care pot conduce la defrișări sau poluare accidentală. O altă etapă importantă este analiza impacturilor generate direct și indirect, unde Grupul Transelectrica evaluează atât efectele operațiunilor proprii, cât și pe cele rezultate din colaborările cu partenerii din lanțul valoric.

Grupul Transelectrica analizează impacturile operaționale, de mediu și sociale pentru a identifica riscurile și oportunitățile financiare care pot apărea ca rezultat al acestora. Această abordare integrează:

- legătura dintre riscuri și dependențe operaționale – de exemplu, dependența de resurse strategice, cum ar fi echipamentele cu SF6, generează riscuri financiare din cauza potențialelor reglementări mai stricte sau a costurilor de înlocuire;
- impactul asupra lanțului valoric – riscurile de aprovizionare cu echipamente critice pot duce la întârzieri în investițiile de infrastructură și pot afecta performanța financiară;
- interdependența dintre sustenabilitate și performanța economică – riscurile climatice, cum ar fi fenomenele meteorologice extreme, pot afecta rețeaua electrică și genera costuri suplimentare de mentenanță și reparații;
- oportunitățile din tranziția energetică – creșterea ponderii energiei regenerabile în rețea și dezvoltarea infrastructurii inteligente aduc beneficii pe termen lung în reducerea pierderilor și optimizarea transportului energiei.

Prezentarea generală a procesului de identificare, evaluare, stabilire a priorității și monitorizare a impacturilor potențiale și reale. Procesul de identificare, evaluare, prioritizare și monitorizare a impacturilor potențiale și reale asupra oamenilor și mediului este construit pe logica diligenței necesare și este integrat în analiza de dublă materialitate. În practică, acesta include: (1) identificarea activităților și situațiilor generatoare de impact (operațiuni, mentenanță, investiții), (2) evaluarea impacturilor reale și potențiale, (3) stabilirea priorităților pentru impacturile negative/pozitive și determinarea aspectelor semnificative pentru raportare și (4) monitorizarea prin mecanisme interne (raportări, KPI acolo unde sunt definiți, registre/planuri de măsuri), cu revizuire periodică și actualizare în funcție de schimbările de context.

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
ESRS E1	Schimbări climatice	Adaptarea la schimbările climatice		risc	Schimbările climatice și fenomenele extreme – evenimente meteorologice severe, precum furtuni sau secete, pot afecta stabilitatea infrastructurii, având impact asupra ecosistemelor locale și generând riscuri operaționale
		Atenuarea schimbărilor climatice		oportunitate	Creșterea accesului la finanțări sustenabile: adoptarea unor măsuri pentru reducerea impactului asupra mediului poate facilita accesul la fonduri europene și linii de finanțare verzi
		Atenuarea schimbărilor climatice		oportunitate	Inovație tehnologică: dezvoltarea unor soluții performante/avansate pentru controlul emisiilor și gestionarea poluării poate poziționa compania ca lider în sustenabilitate în sectorul energetic

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
		Atenuarea schimbărilor climatice		impact	Impact pozitiv: reducerea poluării și protecția mediului, prin monitorizarea emisiilor și utilizarea unor tehnologii mai puțin poluante
		Atenuarea schimbărilor climatice		oportunitate	Oportunități tehnologice: investiții în tehnologii mai curate și mai sigure, contribuind la reducerea impactului asupra mediului; adoptarea de soluții inovatoare pentru gestionarea emisiilor de gaze cu efect de seră
		Atenuarea schimbărilor climatice		impact/ oportunitate	Reducerea emisiilor de GES: prin dezvoltarea infrastructurii pentru energie regenerabilă, Transelectrica contribuie la atingerea obiectivelor climatice ale României și UE
		Atenuarea schimbărilor climatice		risc	Costuri suplimentare: necesitatea implementării de tehnologii noi, mai puțin poluante; investiții care pot genera costuri operaționale crescute
		Atenuarea schimbărilor climatice		oportunitate	Implementarea unor soluții de monitorizare și prevenire a poluării poate îmbunătăți performanța de mediu și alinierea la standardele europene
		Eficiență		risc	Riscuri tehnologice: în cazul întârzierii sau eșecului unor investiții strategice, Transelectrica ar putea avea dificultăți în atingerea obiectivelor de eficiență energetică și reducere a emisiilor
		Eficiență		oportunitate	Reducerea costurilor operaționale: optimizarea consumului de energie și implementarea tehnologiilor eficiente vor reduce cheltuielile pe termen lung
ESRS E2	Poluare	Poluarea solului		impact	Impact asupra solului : scurgerile accidentale de ulei electroizolant și combustibili din echipamentele electrice sau utilaje pot contamina solul
		Poluarea solului		risc	Riscuri tehnologice/operaționale: defecțiuni ale echipamentelor care pot conduce la scurgeri accidentale de substanțe periculoase, afectând conformitatea cu reglementările privind legislația de mediu
		Poluarea solului		impact	Impact asupra solului – scurgerile accidentale de uleiuri minerale, SF6, substanțe chimice periculoase sau a altor deșeuri industriale pot polua solul, afectând ecosistemele locale și calitatea resurselor naturale
		Poluarea solului		impact	Poluarea solului – scurgerile accidentale de uleiuri industriale, combustibili și substanțe chimice utilizate în echipamente pot contamina solul afectând biodiversitatea și ecosisteme
		Poluarea solului		risc	Riscuri operaționale și de mediu: scurgeri accidentale de substanțe periculoase (ex. uleiuri, SF6), cu impact negativ asupra mediului
ESRS E4	Biodiversitate și ecosisteme	Factorii determinanți ai impactului direct asupra declinului biodiversității	Schimbarea destinației terenurilor, schimbarea destinației apei dulci și schimbarea destinației mării	impact	Fragmentarea habitatelor naturale – construcția și mentenanța liniilor electrice aeriene (LEA) și a stațiilor de transformare necesită defrișări și modificări ale terenurilor, ceea ce poate afecta continuitatea habitatelor pentru diferite specii de animale și plante
					Impact asupra biodiversității – generarea

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
				impact	de deșeuri periculoase sau a unor materiale greu degradabile poate afecta habitatele naturale, în special în zonele în care se desfășoară lucrări de construcție și mentenanță
			Poluare	impact	Poluarea fonică și electromagnetică – generarea de zgomot și câmp electromagnetic de la liniile de înaltă tensiune poate afecta comportamentul faunei și calitatea habitatelor naturale
			Dimensiunea populației speciei	impact	Coliziunea și electrocutarea păsărilor – LEA reprezintă un pericol pentru păsările migratoare și alte specii care folosesc traseele aeriene, existând riscul coliziunilor sau al electrocutării
ESRS E5	Economie circulară	Intrările de resurse, inclusiv utilizarea resurselor		oportunitate	Eficientizarea activităților de mentenanță prin practici ecologice – optimizarea rutelor de intervenție, utilizarea materialelor reciclabile și promovarea economiei circulare pot reduce costurile operaționale și impactul asupra mediului.
		Intrările de resurse, inclusiv utilizarea resurselor Deșeurile		impact	Consum ridicat de resurse și pierderi economice – eliminarea ineficientă a deșeurilor poate duce la pierderi financiare și la utilizarea inadecvată a resurselor, afectând sustenabilitatea economică a Companiei
		Intrările de resurse, inclusiv utilizarea resurselor		risc	Riscuri asociate lanțului de aprovizionare – disponibilitatea unor soluții eficiente de reciclare și valorificare a materialelor uzate poate fi limitată, ceea ce îngreunează implementarea unor practici sustenabile în cadrul companiei
		leșirile de resurse legate de produse și servicii		risc	Riscuri financiare și operaționale – costurile ridicate pentru depozitarea și tratarea deșeurilor periculoase, precum și gestionarea echipamentelor casate, pot influența negativ bugetul Companiei
		Deșeurile		risc	Riscuri de mediu – gestionarea necorespunzătoare a deșeurilor rezultate din echipamentele retrase din exploatare (ex. conductoare, izolatori, transformatoare cu ulei) poate avea efecte negative asupra ecosistemelor locale
		Deșeurile		risc	Riscuri de neconformitate legislativă – modificările în reglementările privind gestionarea deșeurilor pot impune cerințe mai stricte pentru reciclare și eliminare, ceea ce necesită investiții suplimentare pentru conformare
		Deșeurile		risc	Riscuri de imagine și reputație – o gestionare deficitară a deșeurilor, cu incidente de poluare sau nerespectarea reglementărilor de mediu, poate afecta percepția publică asupra companiei și poate atrage sancțiuni din partea autorităților
ESRS S1	Forța de muncă proprie	Condiții de muncă	Locuri de muncă sigure	impact/risc	Impacturi negative: posibile accidente de muncă, poluare accidentală, perturbări operaționale, afectarea biodiversității în zonele de infrastructură electrică
				impact	Impact pozitiv: îmbunătățirea siguranței angajaților prin condiții de lucru mai sigure și prevenirea accidentelor de

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
					muncă
			Echilibru între viața profesională și cea privată	risc	Deficit de personal în anumite domenii tehnice – dacă condițiile de muncă nu sunt atractive, poate apărea o dificultate în recrutarea și retenția specialiștilor esențiali pentru funcționarea sistemului
				oportunitate	Crearea unui mediu de muncă mai atractiv și incluziv – modernizarea infrastructurii de lucru, adoptarea unor politici flexibile și sprijinirea echilibrului dintre viața profesională și personală pot îmbunătăți satisfacția angajaților
			Sănătatea și siguranța	risc	Siguranța și sănătatea în muncă – specificul tehnic al activității implică riscuri operaționale ridicate, ceea ce determină necesitatea unor măsuri stricte de protecție a angajaților și îmbunătățirea condițiilor de muncă
				impact	Necesitatea respectării standardelor stricte de sănătate și securitate în muncă – reglementările naționale și europene impun conformarea cu norme specifice pentru prevenirea accidentelor de muncă și a bolilor profesionale
				oportunitate	Îmbunătățirea standardelor de sănătate și siguranță – prin implementarea de noi tehnologii, echipamente de protecție moderne și programe de prevenție, se pot reduce accidentele și bolile profesionale
				oportunitate	Îmbunătățirea continuă a siguranței la locul de muncă și creșterea eficienței operaționale
				impact	Efectele condițiilor de muncă asupra productivității și satisfacției angajaților – un mediu de lucru sigur, ergonomic și bine organizat contribuie la motivația și retenția personalului, în timp ce condițiile inadecvate pot duce la scăderea performanței și la creșterea absenteismului
				impact/risc	Impacturi negative: posibile accidente de muncă, poluare accidentală, perturbări operaționale, afectarea biodiversității în zonele de infrastructură electrică
		Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți	Formare și dezvoltarea competențelor	impact	Impactul digitalizării asupra mediului de lucru – introducerea noilor tehnologii poate schimba modul de lucru, necesitând adaptare la procese automatizate și utilizarea de echipamente moderne
				oportunitate	Creșterea eficienței prin digitalizare și automatizare – reducerea sarcinilor manuale repetitive și utilizarea tehnologiilor avansate pot optimiza procesele și îmbunătăți siguranța la locul de muncă
			Diversitatea	oportunitate	Promovarea diversității și creșterea atractivității ca angajator – Implementarea unor programe de incluziune și egalitate de șanse poate ajuta la atragerea și retenția unei forțe de muncă diverse și talentate
				impact	Asigurarea tratamentului egal și a oportunităților egale pentru toți angajații contribuie la o cultură organizațională

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
					bazată pe respect, diversitate și incluziune
ESRS S2	Lucrătorii din lanțul	Condiții de muncă	Sănătatea și siguranța	risc	Integritate, anticorupție, risc reputațional, conformare legală, impact potențial asupra investițiilor și costului capitalului
ESRS S3	Comunitățile afectate	Drepturile economice, sociale și culturale ale comunităților	Impacturi legate de soluri	risc	Riscuri referitoare la relațiile cu comunitățile locale – modificările mediului pot genera nemulțumiri sociale și opoziție din partea comunităților afectate de infrastructura energetică
			Impacturi legate de soluri	impact	Impact asupra mediului și terenurilor din comunități – Construirea liniilor de înaltă tensiune și a stațiilor electrice poate afecta comunitățile prin ocuparea terenurilor, modificarea peisajului și potențiale inconveniente (de exemplu, zgomotul de fond sau preocupări legate de câmpurile electromagnetice). Aceste impacturi sunt gestionate prin consultarea publicului, studii de mediu și măsuri de reducere a disconfortului, pentru a proteja calitatea vieții în comunitățile locale
G1	Conduită profesională	Cultură corporativă		risc	Integritate, anticorupție, risc reputațional, conformare legală, impact potențial asupra investițiilor și costului capitalului
		Protecția avertizorilor			
		Corupția și mita	Prevenirea, depistarea, inclusiv formarea		
			Incidente		
Entity specific	Poluare		Poluarea aerului	risc	Riscuri legale: depășirea limitelor legale impuse privind zgomotul sau nerespectarea normelor de protecție a mediului pot atrage sancțiuni din partea autorităților
	Conduită profesională	Cultură corporativă		risc	Pierderea certificării Sistemului de Management Integrat

(i) *Focalizarea pe zone/activități cu risc crescut.* Procesul se axează în mod prioritar pe activități și factori care pot genera un risc crescut de efecte negative, precum operarea și mentenanța infrastructurii de transport, lucrările de modernizare/extindere, gestionarea substanțelor cu potențial impact asupra mediului (de ex. echipamente specifice), precum și pe contexte geografice/tehnice relevante (de ex. zone sensibile din punct de vedere al biodiversității, zone expuse fenomenelor meteo extreme, amplasamente cu constrângeri de mediu sau cu proximitate față de comunități).

(ii) *Acoperirea impacturilor din operațiuni proprii și relații de afaceri.* Analiza include impacturi în care Grupul este implicat atât prin operațiunile proprii (operare, dispecerizare, mentenanță, investiții), cât și ca urmare a relațiilor de afaceri (de ex. contractori/subcontractori pentru lucrări, furnizori de echipamente și servicii), în măsura în care aceste relații pot contribui la efecte negative asupra oamenilor sau mediului.

(iii) *Consultarea părților interesate și experți externi.* Rezultatele consultării părților interesate sunt integrate în analiza de dublă materialitate printr-un proces de centralizare, structurare și reflectare în evaluarea finală. Observațiile primite sunt colectate și agregate, apoi sunt încadrate pe teme relevante (conform structurii ESRS/AR16), astfel încât să poată fi comparate cu lista preliminară de impacturi, riscuri și oportunități și cu informațiile interne disponibile. Pe această bază, feedback-ul este utilizat pentru validarea și, după caz, ajustarea evaluării semnificației (de exemplu, confirmarea priorităților, clarificarea expunerilor și completarea unor aspecte), iar rezultatele sunt reflectate în matricea de dublă materialitate și în lista finală de IRO semnificative care fundamentează raportarea.

(iv) *Stabilirea priorității și praguri/criterii.* Impacturile negative sunt prioritizate pe baza gravității (inclusiv amploare, domeniu de aplicare și caracter dificil de remediat, după caz) și a probabilității relative pentru impacturile potențiale; impacturile pozitive sunt apreciate pe baza amplitudinii/domeniului de aplicare și a probabilității. Pentru determinarea aspectelor semnificative în scopul raportării se utilizează praguri și criterii calitative și cantitative, inclusiv o scală internă de evaluare (de exemplu, 1–3 pentru probabilitate și impact) și reguli de clasificare (scăzut/mediu/ridicat), care susțin selecția finală a temelor/impacturilor semnificative și prioritizarea măsurilor de răspuns.

Prezentarea generală a procesului utilizat pentru identificarea, evaluarea, stabilirea priorității și monitorizarea riscurilor și oportunităților. Procesul utilizat de Grupul Transelectrica pentru identificarea, evaluarea, prioritizarea și monitorizarea riscurilor și oportunităților cu efecte financiare este integrat în cadrul de management al riscurilor al Grupului și este corelat cu analiza de dublă materialitate. În mod operațional, acesta include: identificarea surselor de risc/opportunitate asociate activităților reglementate de transport și sistem, evaluarea efectelor potențiale asupra poziției financiare, performanței financiare și fluxurilor de trezorerie, prioritizarea în funcție de semnificație și monitorizarea prin registre de risc, planuri de măsuri și raportări periodice, cu revizuire anuală și ori de câte ori apar schimbări relevante ale contextului.

(i) *Legătura dintre impacturi/dependențe și riscuri/opportunități financiare.* Grupul Transelectrica ia în considerare legătura dintre impacturile și dependențele sale (de exemplu, dependența de infrastructura critică și de funcționarea în siguranță a SEN, dependențe tehnologice IT/OT, dependențe de furnizori și contractori, expunerea la fenomene meteo extreme și la cerințe de reglementare) și riscurile/opportunitățile financiare care pot decurge din acestea (de exemplu, costuri suplimentare de mentenanță și remediere, întârzieri în investiții, creșteri de CAPEX/OPEX, obligații de conformare, penalități/indisponibilități, respectiv oportunități de finanțare și modernizare). Această corelare este realizată în cadrul evaluării dublei materialități și este actualizată în funcție de evoluția contextului operațional și de reglementare.

(ii) *Evaluarea probabilității, magnitudinii și naturii efectelor.* Evaluarea semnificației financiare se realizează prin aprecierea probabilității de materializare și a magnitudinii efectului financiar potențial, precum și a naturii acestuia (impact asupra veniturilor reglementate, costuri operaționale, investiții, provizioane, continuitate operațională), utilizând criterii și praguri calitative și, acolo unde este posibil, cuantificări/intervale. Pentru prioritizare se utilizează o matrice internă de risc (de exemplu scală 1–3 pentru probabilitate și impact), iar clasificarea rezultată (scăzut/mediu/ridicat) susține deciziile privind măsurile de control și alocarea resurselor.

(iii) *Prioritizarea riscurilor de durabilitate în raport cu alte riscuri.* Riscurile legate de durabilitate sunt integrate în registrul general de riscuri și sunt evaluate în același cadru metodologic ca celelalte categorii de riscuri (tehnice, operaționale, financiare, de conformitate și de securitate), astfel încât prioritizarea să reflecte comparabilitatea nivelurilor de risc și a toleranței la risc la nivel de Grup. În funcție de rezultatul evaluării, riscurile sunt ierarhizate și sunt stabilite măsuri de control, responsabili și termene, iar monitorizarea se realizează prin raportări periodice către management și, după caz, către organele statutare relevante.

Procesul decizional și procedurile de control intern aferente identificării, evaluării și gestionării IRO sunt integrate în cadrul de guvernanta și în sistemul de control intern managerial al Grupului Transelectrica. Evaluările și propunerile sunt inițiate la nivelul structurilor de specialitate, pe baza procedurilor aplicabile (inclusiv TEL-10.00 Managementul Riscurilor pentru Transelectrica, TLT-PS-02 Managementul Riscului pentru Teletrans și PS 16.00 a Sistemului Integrat de Management pentru Smart), sunt consolidate în registre și planuri de măsuri și sunt supuse avizării/analizei în cadrul structurilor responsabile (de exemplu, EMRC/CM SCIM), înainte de a fi înaintate către conducerea executivă pentru decizie. Controalele interne includ verificări privind completitudinea și trasabilitatea informațiilor, validarea ipotezelor și a clasificărilor de risc, aprobarea planurilor de măsuri și monitorizarea implementării acestora, precum și raportarea periodică a stadiului către management.

Integrarea identificării, evaluării și gestionării impacturilor și riscurilor de durabilitate în managementul general al riscurilor. În prezent, procesul de identificare și evaluare a riscurilor legate de durabilitate este tratat în principal în cadrul mecanismelor generale de management al riscurilor ale Grupului, în măsura în care aceste riscuri pot influența continuitatea operațională, conformarea sau performanța financiară. Impacturile (în sensul ESRS) sunt analizate distinct în cadrul exercițiului de dublă materialitate și al raportării de sustenabilitate, iar concluziile relevante sunt utilizate, după caz, pentru informarea proceselor interne și pentru calibrarea măsurilor de control. Integrarea completă și sistematică a perspectivei de impact în procesele generale de management al riscurilor este în curs de consolidare, urmând să fie dezvoltată gradual, astfel încât evaluările privind durabilitatea să fie reflectate mai coerent în profilul general de risc și în procesele de priorizare și monitorizare.

Integrarea identificării, evaluării și gestionării oportunităților de durabilitate în procesele generale de management. În prezent, identificarea și evaluarea oportunităților legate de durabilitate sunt abordate în principal în cadrul proceselor de planificare și dezvoltare (de exemplu, investiții, modernizare și digitalizare), precum și în cadrul exercițiului de dublă materialitate și al raportării de sustenabilitate. Grupul are în vedere consolidarea graduală a modului de captare și urmărire a oportunităților relevante, astfel încât acestea să fie reflectate mai coerent în procesele interne de planificare și monitorizare, pe măsura maturizării cadrului de raportare și a practicilor interne.

Parametrii de intrare. Procesul utilizează date interne (informații operaționale și tehnice, registre și raportări de management al riscurilor, date din funcțiile suport precum HR/achiziții/conformitate) și, după caz, surse externe (cerințe de reglementare, informații publice relevante și inputuri din consultarea părților interesate). Amploarea analizată vizează activitățile proprii relevante și, acolo unde este aplicabil și disponibil în mod rezonabil, relațiile de afaceri relevante. Ipotezele sunt stabilite pe baza informațiilor disponibile la data evaluării, utilizând criterii interne (de exemplu, scale/praguri de clasificare), și sunt revizuite periodic în funcție de schimbările de context și de îmbunătățirea datelor.

Revizuirea procesului de evaluare a semnificației. Procesul de identificare și evaluare a IRO și de determinare a semnificației a fost revizuit în 2025 în urma actualizării analizei de dublă materialitate, prin rafinarea criteriilor de evaluare și a fluxurilor de colectare/validare a informațiilor, ceea ce a condus și la o consolidare a listei de teme/IRO semnificative față de perioada de raportare anterioară. Evaluarea semnificației este planificată să fie revizuită cel puțin anual, în cadrul ciclului de raportare și ori de câte ori apar schimbări relevante ale contextului operațional, de reglementare sau ale modelului de afaceri care pot influența rezultatele analizei.

Informații detaliate privind impacturile, riscurile și oportunitățile identificate pentru fiecare subiect material sunt expuse în capitolul aferent fiecărui ESRS tematic relevant.

ESRS tematic	Aspectele de durabilitate - Raport de sustenabilitate 2025			
	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	Notă explicativă
ESRS E1	Schimbările climatice	Adaptarea la schimbările climatice		Tratată în Raport
		Atenuarea schimbărilor climatice		Tratată în Raport
		Eficiența		Tratată în Raport
ESRS E2	Poluare	Poluarea aerului		Nu este cazul
		Poluarea apei		Nu e cazul
		Poluarea solului		Tratată în Raport
		Poluarea organismelor vii și a resurselor alimentare		Nu este cazul
		Substanțele care prezintă motive de îngrijorare		Nu este cazul
		Substanțele care prezintă motive de îngrijorare deosebită		Nu este cazul
		Microplasticele		Nu este cazul
ESRS E3	Resursele de apă și cele marine	Resursele de apă	Consumul de apă	Nu este cazul
			Prelevările de apă	Nu este cazul
			Deversarea apelor	Nu este cazul
		Resursele marine	Deversarea apelor în oceane	Nu este cazul
			Extracția și utilizarea resurselor marine	Nu este cazul
ESRS E4	Biodiversitatea și ecosistemele	Factorii determinanți ai impactului direct asupra declinului biodiversității	Schimbările climatice	Nu este cazul
			Schimbarea destinației terenurilor, schimbarea destinației apei dulci și schimbarea destinației mării	Tratată în Raport
			Exploatarea directă	Nu este cazul
			Speciile alogene invazive	Nu este cazul
			Poluare	Tratată în Raport
			Altele	Nu este cazul
		Impacturile asupra stării speciilor	Dimensiunea populației speciei	Tratată în Raport
			Riscul de dispariție la nivel mondial a speciilor	Nu este cazul

ESRS tematic	Aspectele de durabilitate - Raport de sustenabilitate 2025			
	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	Notă explicativă
		Impacturile asupra întinderii și stării ecosistemelor	Degradarea solurilor	Nu este cazul
			Deșertificarea	Nu este cazul
			Impermeabilizarea solului	Nu este cazul
		Impacturile și dependențele de serviciile ecosistemice		Nu este cazul
ESRS E5	Economie circulară	Intrările de resurse, inclusiv utilizarea resurselor		Tratate în Raport
		Ieșirile de resurse legate de produse și servicii		Tratate în Raport
		Deșeurile		Tratate în Raport
ESRS S1	Forța de muncă proprie	Condiții de muncă	Locuri de muncă sigure	Tratate în Raport
			Timpul de lucru	Nu este cazul
			Salarii adecvate	Nu este cazul
			Dialog social	Nu este cazul
			Libertatea de asociere, existența comitetelor de întreprindere și drepturile de informare, consultare și participare ale lucrătorilor	Nu este cazul
			Negocierea colectivă, inclusiv proporția lucrătorilor care fac obiectul contractelor colective de muncă	Nu este cazul
			Echilibru între viața profesională și cea privată	Tratat în Raport
			Sănătatea și siguranța	Tratate în Raport
		Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți	Egalitatea de gen și plata egală pentru muncă de valoare egală	Nu este cazul
			Formare și dezvoltarea competențelor	Tratate în Raport
			Ocuparea forței de muncă și incluziunea persoanelor cu dizabilități	Nu este cazul
			Măsuri împotriva violenței și a hărțuirii la locul de muncă	Nu este cazul
			Diversitatea	Tratată în Raport
		Alte drepturi legate de muncă	Munca copiilor	Nu este cazul
			Muncă forțată	Nu este cazul
			Locuințe adecvate	Nu este cazul
			Confidențialitatea	Nu este cazul

ESRS tematic	Aspectele de durabilitate - Raport de sustenabilitate 2025			
	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	Notă explicativă
ESRS S2	Lucrătorii din lanțul valoric	Condiții de muncă	Locuri de muncă sigure	Nu este cazul
			Timpul de lucru	Nu este cazul
			Salarii adecvate	Nu este cazul
			Dialog social	Nu este cazul
			Libertatea de asociere, inclusiv existența comitetelor de întreprindere	Nu este cazul
			Negocierea colectivă	Nu este cazul
			Echilibru între viața profesională și cea privată	Nu este cazul
			Sănătatea și siguranța	Tratate în Raport
		Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți	Egalitatea de gen și plata egală pentru muncă de valoare egală	Nu este cazul
			Formarea și dezvoltarea competențelor	Nu este cazul
			Ocuparea forței de muncă și incluziunea persoanelor cu dizabilități	Nu este cazul
			Măsuri împotriva violenței și a hărțuirii la locul de muncă	Nu este cazul
			Diversitatea	Nu este cazul
		Alte drepturi legate de muncă	Munca copiilor	Nu este cazul
			Muncă forțată	Nu este cazul
			Locuințe adecvate	Nu este cazul
			Apa și salubritatea	Nu este cazul
			Confidențialitatea	Nu este cazul
ESRS S3	Comunitățile afectate	Drepturile economice, sociale și culturale ale comunităților	Locuințe adecvate	Nu este cazul
			Hrană adecvată	Nu este cazul
			Apa și salubritatea	Nu este cazul
			Impacturi legate de soluri	Tratate în Raport
			Impacturi legate de securitate	Nu este cazul
		Drepturile civile și politice ale comunităților	Libertatea de exprimare	Nu este cazul
			Libertatea de întrunire	Nu este cazul
			Impactul asupra apărătorilor drepturilor omului	Nu este cazul
		Drepturile populațiilor indigene	Consimțământ liber, prealabil și în cunoștință de cauză	Nu este cazul
			Autodeterminarea	Nu este cazul
			Drepturile culturale	Nu este cazul

ESRS tematic	Aspectele de durabilitate - Raport de sustenabilitate 2025			
	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	Notă explicativă
ESRS S4	Consumatorii și utilizatorii finali	Impacturile legate de informare pentru consumatori și/sau utilizatorii finali	Confidențialitatea	Nu este cazul
			Libertatea de exprimare	Nu este cazul
			Accesul la informații (de calitate)	Nu este cazul
		Siguranța personală a consumatorilor și/sau a utilizatorilor finali	Sănătatea și siguranța	Nu este cazul
			Securitatea unei persoane	Nu este cazul
			Protecția copilului	Nu este cazul
		Incluziunea socială a consumatorilor și/sau a utilizatorilor finali	Nediscriminarea	Nu este cazul
			Accesul la produse și servicii	Nu este cazul
			Practici de comercializare responsabile	Nu este cazul
ESRS G1	Conduita profesională	Cultură corporativă		Tratată în Raport
		Protecția avertizorilor		Tratată în Raport
		Bunăstarea animalelor		Nu este cazul
		Angajamentul politic și activitățile de lobby		Nu este cazul
		Gestionarea relațiilor cu furnizorii, inclusiv practicile de plată		Nu este cazul
		Corupția și mita	Prevenirea, depistarea, inclusiv formarea	Tratată în Raport
			Incidente	Tratate în Raport

Cerințe de prezentare de informații din ESRS acoperite de declarația privind durabilitatea a întreprinderii (IRO-2)

Lista cu privire la cerințele de prezentare de informații care au fost respectate în raportul de sustenabilitate:

Standard	Cerințe de prezentare	Puncte de date aplicabile	Nr. pagină
ESRS 2	BP-1 – Baza generală pentru întocmirea raportului privind durabilitatea	5 (a), 5 (b) i., 5 (c)	p. 7
	BP-2 – Prezentări de informații în legătură cu circumstanțe specifice	9 (a), 9 (b), 10 (a), 10 (d), 11 (a), 13 (a), 13 (b), 13 (c), 15, 16, 17 (a), 17 (b), 17 (c), 17 (d), 17 (e)	p. 9
	GOV-1 – Rolul organelor de administrație, de conducere și de supraveghere	21 (a), 21 (c), 21 (d), 21 (e), 22 (a), 22 (b), 22 (c) i., 22 (c) ii., 22 (c) iii., 22 (d), 23 (a), 23 (b)	p. 11
	GOV-2 – Informațiile furnizate organelor de administrație, de conducere și de supraveghere ale întreprinderii și aspectele de durabilitate abordate de acestea	26 (a), 26 (b), 26 (c)	p. 23

Standard	Cerințe de prezentare	Puncte de date aplicabile	Nr. pagină
	GOV-3 – Integrarea performanței legate de durabilitate în sistemele de stimulente	29 (a), 29 (b), 29 (c), 29 (d), 29 (e)	p. 25
	GOV-4 – Declarație privind procesul de diligență	30, 32	p. 30
	GOV-5 – Gestionarea riscurilor și controalele interne referitoare la raportarea privind durabilitatea	36 (a), 36 (b), 36 (c), 36 (d), 36 (e)	p. 31
	SBM-1 – Strategia, modelul de afaceri și lanțul valoric	40 (a) i., 40 (a) ii., 40 (a) iii., 40 (b), 40 (e), 40 (f), 40 (g), 42 (a), 42 (b), 42 (c)	p. 36
	SBM-2 – Interesele și punctele de vedere ale părților interesate	45 (a) i., 45 (a) ii., 45 (a) iii., 45 (a) iv., 45 (a) v., 45 (b), 45 (c) i., 45 (c) ii., 45 (c) iii., 45 (d)	p. 48
	SBM-3 - Impactul, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri	48 (a), 48 (b), 48 (c) i., 48 (c) ii., 48 (c) iii., 48 (c) iv., 48 (d), 48 (f), 48 (g), 48 (h)	p. 56
	IRO-1 – Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impactului, a riscurilor și a oportunităților semnificative	53 (a), 53 (b) i., 53 (b) ii., 53 (b) iii., 53 (b) iv., 53 (c) i., 53 (c) ii., 53 (c) iii., 53 (d), 53 (e), 53 (f), 53 (g), 53 (h)	p. 65
	IRO-2 – Cerințe de prezentare de informații din ESRS acoperite de raportul privind durabilitatea a întreprinderii	56, 59	p. 77
	Politici MDR-P – Politici adoptate pentru gestionarea aspectelor de durabilitate semnificative	65 (a), 65 (b), 65 (c), 65 (d), 65 (e), 65 (f)	p. 83
	Acțiunile MDR-A – Acțiuni și resurse privind aspectele de durabilitate semnificative	68 (a), 68 (b), 68 (c), 68 (d), 68 (e), 69 (a), 69 (b), 69 (c)	p. 85
	MDR-M – Indicatori privind aspectele de durabilitate semnificative	75, 77 (a), 77 (b)	p. 89
	Țintele MDR-T – Urmărirea eficacității politicilor și a acțiunilor prin intermediul Țintelor	80 (a), 80 (b), 80 (c), 80 (d), 80 (e), 80 (f), 80 (g), 80 (h), 80 (i), 80 (j)	p. 93
ESRS E1 Schimbările climatice	GOV-3 – Integrarea performanței legate de durabilitate în sistemele de stimulente	13	p. 99
	E1-1: Planul de tranziție pentru atenuarea schimbărilor climatice	14, 16 (a), 16 (b), 16 (c), 16 (d), 16 (e), 16 (h), 16 (i), 16 (j), 17	p. 99
	SBM-3 - Impactul, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri	18, 19 (a), 19 (b), AR 7 (b), 19 (c), AR 8 (b)	p. 103
	IRO-1 – Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impactului, a riscurilor și a oportunităților semnificative	20 (a), AR 9, 20 (b), AR 11 (a), AR 11 (b), AR 11 (c), AR 11 (d), 21, 20 (c), AR 12 (a), AR 12 (b), AR 12 (c), AR 12 (d), AR 15	p. 106
	E1-2: Politici legate de atenuarea schimbărilor climatice și adaptarea la acestea	24, 25	p. 107
	E1-3: Acțiuni și resurse legate de politicile privind schimbările climatice	28, 29 (a), AR 19 (d), 29 (b), AR 21, 29 (c) i, 29 (c) ii, 29 (c) iii, 16 (c)	p. 108
	E1-4: Ținte legate de atenuarea schimbărilor climatice și adaptarea la acestea	33	p. 117
	E1-5: Consumul de energie și mixul energetic	37, 41, 42, 43	p. 121
	E1-6: Emisiile brute de GES de categoriile 1, 2, 3 și emisiile totale de GES		p. 123
	E1-7: Absorbții de GES și proiecte de atenuare a emisiilor de GES finanțate prin credite de carbon	Nu este cazul	p. 130
	E1-8: Stabilirea prețului intern al carbonului	Nu este cazul	p. 130

Standard	Cerințe de prezentare	Puncte de date aplicabile	Nr. pagină
	E1-9: Efectele financiare anticipate ale riscurilor fizice și de tranziție semnificative și ale oportunităților potențiale legate de climă	Aplicare Regulament (UE) 2025/1416	p. 131
ESRS E2 Poluarea	IRO-1 – Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impactului, a riscurilor și a oportunităților semnificative	11 (a), 11 (b), AR 9	p. 132
	E2-1: Politici legate de poluare	14, 15 (a), 15 (b), 15 (c), AR 12	p. 134
	E2-2: Acțiuni și resurse legate de poluare	18, 19, AR 13,, AR 15	p. 135
	E2-3: Ținte legate de poluare	23 (c), 25	p. 138
	E2-4: Poluarea aerului, a apei și a solului	30 (a), 30 (b), 30 (c), 31	p. 139
	E2-5: Substanțe care prezintă motive de îngrijorare și substanțe care prezintă motive de îngrijorare deosebită	Nu este cazul	N/A
	E2-6: Efectele financiare anticipate ale impacturilor, riscurilor și oportunităților legate de poluare	Aplicare Regulament (UE) 2025/1416	p. 141
ESRS E3 Resursele de apă și cele marine	IRO-1 – Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	E3-1: Politici legate de resursele de apă și cele marine	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	E3-2: Acțiuni și resurse legate de resursele de apă și cele marine	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	E3-3: Ținte legate de resursele de apă și cele marine	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	E3-4: Consumul de apă	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	E3-5: Efectele financiare anticipate ale impacturilor, riscurilor și oportunităților legate de resursele de apă și de cele marine	Nu este temă materială conform DMA	N/A
ESRS E4 Biodiversitatea și ecosistemele	SBM–3 Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri	16 (a) i, 16 (a) ii, 16 (a) iii	p. 142
	IRO-1 – Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative	17 (a), 17 (b), 17 (c), 17 (d), 17 (e) i, 17 (e) ii, 17 (e) iii, 19 (a), 19 (b)	p. 143
	E4-1: Planul de tranziție și luarea în considerare a biodiversității și a ecosistemelor în cadrul strategiei și al modelului de afaceri	13 (a), 13 (b), 13 (c), 13 (d), 13 (e), 13 (f)	p. 147
	E4-2: Politici legate de biodiversitate și ecosisteme	22, 23 (a), 23 (b), 23 (c), 23 (d), 23 (e), 23 (f), 24 (a)	p. 148
	E4-3: Acțiuni și resurse legate de biodiversitate și ecosisteme	27, 28 (a), 28 (b) i, 28 (b) ii, 28 (b) iii, 28 (c)	p. 149
	E4-4: Ținte legate de biodiversitate și	31, 32 (a) i, 32 (a) ii, 32 (a) iii, 32 (b),	p. 151

Standard	Cerințe de prezentare	Puncte de date aplicabile	Nr. pagină
	ecosisteme	32 (c), 32 (d), 32 (e), 32 (f)	
	E4-5: Indicatori de impact legați de biodiversitate și de schimbările ecosistemelor	38	p. 152
	E4-6: Efectele financiare anticipate ale riscurilor și oportunităților legate de biodiversitate și ecosisteme	Aplicare Regulament (UE) 2025/1416	p. 153
ESRS E5 Utilizarea resurselor și economia circulară	IRO-1 – Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative	11 (a), 11 (b)	p. 154
	E5-1: Politici legate de utilizarea resurselor și economia circulară	14, 15 (a), 15 (b)	p. 156
	E5-2: Acțiuni și resurse legate de utilizarea resurselor și economia circulară	19, 20 (a), 20 (b), 20 (c), 20 (d), 20 (e), 20 (f)	p. 157
	E5-3: Ținte legate de utilizarea resurselor și economia circulară	23, 24 (a), 24 (b), 24 (c), 24 (d), 24 (e), 24 (f), 25, 27	p. 159
	E5-4: Intrări de resurse	30, 31 (a), 31 (b), 31 (c), 32, AR 25	p. 160
	E5-5: Leșiri de resurse	37 (a), 37 (b), 37 (c), 37 (d), 38 (a), 38 (b), 39, 40	p. 161
	E5-6: Efectele financiare anticipate ale impacturilor, riscurilor și oportunităților legate de utilizarea resurselor și de economie circulară	Aplicare Regulament (UE) 2025/1416	p. 167
ESRS S1 Forța de muncă proprie	SBM-3 Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri	14 (a), 14 (b), 14 (c), 14 (d), 14 (e), 14 (f) i, 14 (f) ii, 14 (g) i, 14 (g) ii, 15, 16	p. 180
	S1-1: Politici legate de forța de muncă proprie	19, 20 (a), 20 (b), 20 (c), 21, 22, 23, 24 (a), 24 (b), 24 (c), 24 (d)	p. 184
	S1-2: Procese pentru colaborarea cu forța de muncă proprie și cu reprezentanții lucrătorilor cu privire la impacturi	27 (a), 27 (b), 27 (c), 27 (d), 27 (e), 28	p. 188
	S1-3: Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care forța de muncă proprie își poate exprima preocupările	32 (a), 32 (b), 32 (c), 32 (d), 32 (e), 33	p. 189
	S1-4: Adoptarea de măsuri privind impacturile semnificative asupra forței de muncă proprii și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și pentru urmărirea oportunităților semnificative legate de forța de muncă proprie, precum și eficacitatea acestor acțiuni	37, 38 (a), 38 (b), 38 (c), 38 (d), 39, 40 (a), 40 (b), 41, 43	p. 190

Standard	Cerințe de prezentare	Puncte de date aplicabile	Nr. pagină
	S1-5: Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative	46, 47 (a), 47 (b), 47 (c)	p. 194
	S1-6: Caracteristicile angajaților întreprinderii	50 (a), 50 (b), 50 (c), 50 (d) i, 50 (d) ii, 50 (e), 50 (f), 51	p. 197
	S1-7: Caracteristicile lucrătorilor nesalariați din cadrul forței de muncă proprii a întreprinderii	55 (a), 55 (b) i, 55 (b) ii, 55 (c)	p. 201
	S1-8: Acoperirea negocierilor colective și dialogul social	Nu este cazul	N/A
	S1-9: Indicatori privind diversitatea	66 (a), 66 (b), AR 71	p. 202
	S1-10: Salarii adecvate	Nu este cazul	N/A
	S1-11: Protecția socială	Nu este cazul	N/A
	S1-12: Persoane cu dizabilități	Nu este cazul	N/A
	S1-13: Indicatori de formare și de dezvoltare a competențelor	83 (a), 83 (b)	p. 203
	S1-14: Indicatori de sănătate și siguranță	88 (a), 88 (b), 88 (c), 88 (d), 88 (e)	p. 206
	S1-15: Indicatori privind echilibrul dintre viața profesională și cea privată	93 (a), 93 (b), 94,	p. 208
	S1-16: Indicatori privind remunerația (diferența de remunerare și remunerația totală)	Nu este cazul	N/A
	S1-17: Incidente, plângeri și probleme și incidente grave privind drepturile omului	Nu este cazul	N/A
ESRS S2 Lucrătorii din lanțul valoric	SBM-3 Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri	11 (a) i, 11 (a) ii, 11 (a) iii, 11 (a) iv, 11 (b), 11 (c), 11 (d), 11 (e), 12, 13	p. 210
	S2-1: Politici privind lucrătorii din lanțul valoric	16, 17 (a), 17 (b), 17 (c), 18, 19	p. 212
	S2-2: Procese de colaborare cu lucrătorii din lanțul valoric cu privire la impacturi	22 (a), 22 (b), 22 (c), 22 (d), 22 (e), 23	p. 214
	S2-3: Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care lucrătorii din lanțul valoric își pot exprima preocupările	27 (a), 27 (b), 27 (c), 27 (d), 28, 29	p. 215
	S2-4: Adoptarea de măsuri privind impacturile semnificative asupra lucrătorilor din lanțul valoric și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și pentru urmărirea oportunităților semnificative legate de lucrătorii din lanțul valoric, precum și eficacitatea acestor acțiuni	32 (a), 32 (b), 32 (c), 32 (d), 33 (a), 33 (b), 33 (c), 34 (a), 34 (b), 35, 36, 38	p. 217
	S2-5: Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative	41, 42 (a), 42 (b), 42 (c)	p. 219
ESRS S3 Comunitățile afectate	SBM-3 Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri	9 (a) i, 9 (a) ii, 9 (a) iii, 9 (a) iv, 9 (b), 9 (c), 9 (d), 10 ,11	p. 220
	S3-1: Politici legate de comunitățile afectate	14, 16 (a), 16 (b), 16 (c), 17	p. 224

Standard	Cerințe de prezentare	Puncte de date aplicabile	Nr. pagină
	S3-2: Procese de colaborare cu comunitățile afectate cu privire la impacturi	21 (a), 21 (b), 21 (c), 21 (d), 22, 24	p. 227
	S3-3: Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care comunitățile afectate își pot exprima preocupările	27 (a), 27 (b), 27 (c), 27 (d), 28, 29	p. 228
	S3-4: Adoptarea de măsuri privind impacturile semnificative asupra comunităților afectate și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și pentru urmărirea oportunităților semnificative legate de comunitățile afectate, precum și eficacitatea acestor acțiuni	31, 32 (a), 32 (b), 32 (c), 32 (d), 33 (a), 33 (b), 33 (c), 34 (a), 34 (b), 35, 36, 38	p. 230
	S3-5: Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative	41, 42 (a), 42 (b), 42 (c)	p. 232
ESRS S4 Consumatorii și utilizatorii finali	SBM-3 Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	S4-1: Politici privind consumatorii și utilizatorii finali	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	S4-2: Procese de colaborare cu consumatorii și utilizatorii finali cu privire la impacturi	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	S4-3: Procese de remediere a impacturilor negative și canale prin care consumatorii și utilizatorii finali își pot exprima preocupările	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	S4-4: Adoptarea de măsuri cu privire la impacturile semnificative asupra consumatorilor și utilizatorilor finali și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și urmărirea oportunităților semnificative legate de consumatori și utilizatori finali, precum și eficacitatea acestor măsuri	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	S4-5: Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative	Nu este temă materială conform DMA	N/A
ESRS G1 Conduita profesională	GOV-1 Rolul organelor de administrație, de conducere și de supraveghere	5 (a), 5 (b)	p. 234
	G1-1: Politicile privind conduita profesională și cultura corporativă	7, 9, 10 (a), 10 (c), 10 (e), 10 (g), 10 (h)	p. 235
	G1-2: Gestionarea relațiilor cu furnizorii	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	G1-3: Prevenirea și depistarea corupției și a dării sau luării de mită	18 (a), 18 (b), 18 (c), 20,	p. 238
	G1-4: Incidente de corupție sau dare sau luare de mită	24 (a)	p. 240
	G1-5: Exercițarea influenței politice și activitățile de lobby	Nu este temă materială conform DMA	N/A
	G1-6: Practici de plată	Nu este temă materială conform DMA	N/A

Grupul Transelectrica a stabilit informațiile semnificative care trebuie prezentate prin corelarea rezultatelor analizei de dublă materialitate (IRO semnificative) cu cerințele de raportare din standardele ESRS aplicabile și cu principiile din ESRS 1 privind materialitatea informației. În acest proces, Grupul Transelectrica a utilizat criterii și praguri calitative și cantitative pentru a decide ce informații sunt esențiale pentru înțelegerea impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative.

Politici adoptate pentru gestionarea aspectelor de durabilitate semnificative (Politici MDR-P) **Tranziția către o politică clar definită – Politica de sustenabilitate**

La nivelul Transelectrica, politicile adoptate pentru gestionarea aspectelor de durabilitate semnificative se regăsesc într-o serie de documente cadru și strategice, care stabilesc atât obiectivele tehnice și de sustenabilitate ale Companiei, cât și orientările etice și de integritate.

Cu toate că pentru anul de raportare 2025 nu există o politică de sustenabilitate în sens strict, datorită specificului activității, elementele esențiale ale politicilor Transelectrica sunt integrate în strategia generală a Companiei și reflectate în documente fundamentale, precum: Politica privind eficiența energetică, Planul de dezvoltare RET 2024-2033, Planul de Administrare 2024-2028, Declarația privind politica în domeniul managementului calității, mediului, securității și sănătății în muncă, Declarația privind politica în domeniul managementului riscurilor, Codul de etică și conduită profesională, Politica Antifraudă și Anticorupție și Politica de responsabilitate socială corporativă, asigurând un cadru normativ pentru responsabilitățile interne. În plus, Politica Smart Grid și Strategia de Cercetare Inovare, disponibile pe site-ul Companiei (www.transelectrica.ro), subliniază orientarea strategică a Grupului Transelectrica în tranziția energetică și digitalizare.

Pe cale de consecință, **până la adoptarea unei politici de sustenabilitate în sens strict, am cartografiat principalele politici** care reies din documentele cadru și strategice (Planul de dezvoltare RET, Planul de administrare 2024-2028, etc.), asigurând astfel un cadru clar pentru abordarea aspectelor de sustenabilitate. Deși aceste politici nu urmează structura clasică a unui document de politică distinct, ele conțin obiective strategice, direcții de acțiune și măsuri concrete, fiind fundamentale pentru implementarea principiilor de sustenabilitate în activitatea Grupului. Prin urmare, **până la adoptarea unei politici de sustenabilitate ca și document unitar, vom trata politicile cartografiate**, întrucât ele stabilesc liniile directoare pentru eficiența energetică, reducerea emisiilor GES, modernizarea infrastructurii și integrarea surselor regenerabile, contribuind astfel la atingerea obiectivelor noastre de sustenabilitate.

Toate politicile adoptate de Grupul Transelectrica sunt concepute pentru a asigura o conformare strictă cu cerințele legale în vigoare, precum și pentru a reflecta bunele practici internaționale. Aceste documente cadru stabilesc nu doar un set de standarde interne riguroase, ci și un sistem de management care se aliniază la normele europene și globale, promovând transparența, responsabilitatea și sustenabilitatea în toate operațiunile Grupului.

Politicile Grupului Transelectrica se suprapun pe mai multe aspecte de durabilitate, ceea ce permite trimiteri încrucișate între secțiunile de mediu, social și de guvernanță. Grupul își structurează politicile în funcție de impactul acestora asupra domeniilor esențiale ale sustenabilității, asigurând astfel o abordare coerentă și integrată.

Politică / Document	Conținut esențial: obiective, IRO vizate, monitorizare	Domeniu / excluderi	Nivel responsabil (cel mai înalt)	Standarde / inițiative terțe
Planul de dezvoltare RET 2024–2033	Modernizare/extindere RET, interconexiuni, creșterea rezilienței și integrarea SRE; IRO tipice: E1 (adaptare/atenuare/eficiență), E4 (utilizare terenuri/biodiversitate), E2/E5 (poluare/deșeuri asociate lucrărilor), S3 (impacturi locale, după caz). Monitorizare: program investiții, stadii proiecte, raportări interne/indicatori de progres.	Activități de investiții/mentenanță ale Companiei; limitări: nu controlează producția, distribuția, furnizarea.	Conducerea executivă, prin structurile tehnice/investiții, conform fluxurilor interne.	Cerințe de reglementare aplicabile sectorului (ANRE) și obligații tehnice/operare; bune practici OTS/ENTSO-E, după caz.
Planul de administrare 2024–2028	Obiective strategice + KPI (inclusiv indicatori ESG unde sunt definiți); IRO tipice: E1 (eficiență/consum), S1 (SSM/formare, după caz), G1 (guvernanță/etică, după caz). Monitorizare: raportări periodice privind îndeplinirea obiectivelor/KPI.	Se aplică Directoratului și Consiliului de Supraveghere; limitări: dependent de cadrul reglementat și bugete aprobate.	Conducerea executivă, prin structurile responsabile de implementare și monitorizare, conform fluxurilor interne.	Cadrul legal aplicabil (ex. OUG 109/2011) și cerințe ESRS relevante (după caz).
Politica privind eficiența energetică	Reducerea consumurilor interne și creșterea eficienței; reducerea CPT în RET; IRO: E1 (eficiență + efecte asupra costurilor și performanței). Monitorizare: măsurarea consumurilor și KPI (unde sunt definiți).	Operațiuni proprii (stații, sedii, echipamente); excluderi: consumuri din afara controlului operațional direct.	Conducerea executivă, prin structurile tehnice/energetice responsabile.	Corelare cu ESRS E1.
Politica Smart Grid (2018–2027)	Digitalizare, automatizare, flexibilitate, eficiență și fiabilitate; IRO: E1 (eficiență), oportunități de tranziție energetică, risc/opportunitate cyber/IT-OT (corelare cu GOV-5). Monitorizare: programe, proiecte (ex. DigiTEL) și indicatori interni.	Infrastructura și procesele proprii; limitări: dependențe de furnizori/tehnologii	Conducerea executivă, prin structurile IT&C și tehnice responsabile.	Bune practici OTS, standarde tehnice relevante (după caz).
Declarația privind politica în domeniul managementului calității, mediului, SSM	Cadru integrat pentru calitate/mediu/SSM; IRO: E2/E5 (poluare/deșeuri), S1/S2 (SSM), E1 (eficiență – unde e inclus). Monitorizare: audituri, inspecții, neconformități și acțiuni corective/preventive.	Activități proprii; aplicare prin proceduri interne și cerințe către contractori, după caz.	Conducerea executivă, prin structura responsabilă de SMI și funcțiile de specialitate.	SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR EN ISO 45001:2023
Declarația privind politica de management al riscurilor	Identificare, evaluare, monitorizare riscuri; IRO: riscuri operaționale, conformare, climă/cyber (după caz). Monitorizare: registrul de riscuri, plan de măsuri, raportări periodice.	La nivel de Companie; integrare treptată a perspectivei de impact în managementul riscurilor (după caz).	Conducerea executivă, prin structurile dedicate (ex. EMRC/CM SCIM), conform cadrului intern.	Ordinul SGG 600/2018; ESRS GOV-5 (alinieri).
Codul de etică și conduită profesională	Principii de conduită, integritate, conformare; IRO: G1 (cultură corporativă), prevenirea abaterilor. Monitorizare: mecanisme interne de conformitate și control.	Aplicare internă pentru angajați și, după caz, pentru colaboratori (prin clauze).	Conducerea executivă, prin funcțiile responsabile (conformitate/resurse umane), conform fluxurilor interne.	Bune practici de integritate; cerințe legale aplicabile.
Politica Antifraudă și Anticorupție	Antifraudă/anticorupție: G1 (prevenire, raportare, controale). CSR: S1/S3 (angajați, comunități). Monitorizare: controale interne, sesizări	Antifraudă: companie + relații relevante (furnizori, contractori) prin clauze, după caz. CSR: programe și proiecte în comunități, după caz.	Conducerea executivă, prin funcțiile responsabile (conformitate, control), conform fluxurilor interne.	Legislație anticorupție; ESRS G1/S1/S3 (alinieri).

Politica / Document	Conținut esențial: obiective, IRO vizate, monitorizare	Domeniu / excluderi	Nivel responsabil (cel mai înalt)	Standarde / inițiative terțe
Politica de responsabilitate socială corporativă (CSR)	Programe sociale/comunitare; IRO: S1/S3 (după caz). Monitorizare: raportări interne privind proiecte/rezultate, după caz.	Programe/proiecte CSR; limitări: depinde de bugete și priorități aprobate.	Conducerea executivă, prin funcțiile responsabile, conform fluxurilor interne.	Bune practici CSR, după caz; cerințe ESRS S1/S3 (după caz).

**Politicile pentru fiecare subiect ESRS relevant, inclusiv conținutul esențial, IRO vizate și mecanismele de monitorizare sunt prezentate în secțiunile raportului ESRS E1-E5, S1-S4, și G1, conform cerințelor standardelor ESRS, pentru a asigura o prezentare clară și coerentă, evitând redundanța informațiilor.*

Politicele Grupului Transelectrica sunt întocmite la nivelul direcțiilor de specialitate și sunt aprobate de conducerea executivă, responsabilitatea pentru respectarea, urmărirea și implementarea acestora revenind atât direcțiilor întocmitoare, cât și structurilor care le aprobă prin mecanismele de conducere și control de care dispun.

Considerarea intereselor părților interesate în stabilirea politicilor. În prezent, stabilirea și actualizarea politicilor relevante se realizează în principal pe baza cerințelor legale și de reglementare aplicabile, a priorităților operaționale și a documentelor de planificare internă. În măsura în care sunt relevante, informațiile rezultate din dialogul cu părțile interesate și din analiza de dublă materialitate pot fi utilizate ca elemente de context pentru ajustarea treptată a politicilor, fără a exista încă un mecanism formalizat prin care aceste interese să fie integrate sistematic în toate politicile.

Disponibilitatea politicilor pentru părțile interesate. Toate politicile interne ale Grupului Transelectrica sunt publicate pe canalul de intranet, fiind accesibile tuturor angajaților și structurilor care contribuie la implementarea acestora. Totodată, o parte dintre politici și documente-cadru sunt disponibile public pe site-ul Companiei, în timp ce altele au caracter intern și nu sunt publicate. Pentru transparență, în cadrul fiecărui standard tematic relevant din raport sunt precizate, în mod specific, politicile aplicabile și statutul acestora (public/intern), precum și modul în care pot fi accesate de părțile interesate relevante.

Filialele Teletrans și Smart își definesc și implementează propriile politici interne, adaptate specificului activităților lor. Prin elaborarea unor cadre de reglementare proprii, fiecare filială își asigură autonomia decizională în gestionarea activităților specifice, menținând totodată coerența cu direcțiile generale stabilite la nivel de grup.

Acțiuni și resurse privind aspectele de durabilitate semnificative (Acțiunile MDR-A)

Pentru a asigura implementarea efectivă a politicilor sale de sustenabilitate, Transelectrica derulează acțiuni concrete și alocă resurse dedicate în vederea gestionării aspectelor de durabilitate semnificative, conforme cu cerințele standardelor ESRS. Aceste acțiuni sunt structurate pe trei direcții principale: mediu, social și guvernanta, fiecare fiind abordată în cadrul unor inițiative specifice menite să îmbunătățească performanța sustenabilă a Companiei.

ESRS / AR16 (IRO 2025)	Acțiune principală 2025 și planificată	Rezultat preconizat / legătură cu ținte	Domeniu (activități / geografie / lanț valoric / stakeholderi)	Orizont	Remediere	Evoluție față de 2024
E1 (mitigare, adaptare, energie)	Continuarea programelor de modernizare / extindere a infrastructurii și măsuri de reziliență la fenomene extreme (în corelare cu planurile de investiții).	Creșterea rezilienței SEN / RET și facilitarea integrării SRE; reducerea riscurilor de indisponibilitate și a costurilor asociate evenimentelor extreme.	Operațiuni proprii; național (RET/stații/ LEA), relații de coordonare cu actorii de sistem.	M–L	După caz: refaceri/lucrări de remediere post-incident conform procedurilor aplicabile.	Continuitate și consolidare față de 2024; progres raportat în secțiunile E1/SBM.
E1 (eficiență energetică)	Măsuri de eficiență energetică și reducerea consumului intern (stații/sedii) + monitorizare consum.	Contribuie la țintele KPI (ex. 46.400 MWh/2025 etc.) și la reducerea impactului energetic.	Operațiuni proprii; național; stakeholderi: investitori/ ANRE (prin raportare).	S–M	Nu e cazul.	KPI/ținte definite; progres raportat anual față de 2024.
E2 (sol, apă, aer)	Aplicarea programelor și procedurilor pentru prevenirea/ gestionarea poluărilor accidentale (inclusiv acțiuni conform PO TEL 29.03/29.04 și răspuns la urgențe PO TEL 29.11).	Reducerea probabilității incidentelor și limitarea impactului; îmbunătățirea conformării și a controlului operațional.	Operațiuni proprii + contractori; amplasamente RET; zone unde se execută lucrări; stakeholderi: autorități, comunități.	S–M	Da, după caz: măsuri de remediere / curățare / refacere conform procedurilor și cerințelor legale.	Consolidare față de 2024 prin utilizarea procedurilor și raportare.
E2 (prezentări specifice entității, dacă e cazul)	Monitorizarea conformării și măsuri operaționale pentru limitarea efectelor (după caz).	Reducerea riscului de neconformitate și a expunerii la sancțiuni/impact reputațional.	Operațiuni proprii; național; stakeholderi: autorități / ANRE, comunități.	S	Da, după caz (corective).	Evoluție în funcție de evenimente; prezentare calitativă.
E4	Integrarea cerințelor de mediu / biodiversitate în proiecte și lucrări (evitare / minimizare / refacere, după caz).	Reducerea impactului asupra habitatelor / terenurilor; conformare cu condițiile de mediu ale proiectelor.	Operațiuni proprii + contractori; zone sensibile; stakeholderi: autorități, comunități, ONG.	M–L	Da, după caz: refacerea amplasamentelor / compensații de mediu conform avizelor.	Consolidare față de 2024 pe măsura avansării proiectelor; raportare tematică.
E5	Îmbunătățirea managementului deșeurilor (colectare, valorificare / reciclare, trasabilitate).	Reducerea riscurilor de neconformitate și a costurilor asociate; creșterea eficienței gestionării.	Operațiuni proprii + contractori; național; stakeholderi: autorități, furnizori.	S–M	Da, după caz (corective pentru neconformități).	Continuitate față de 2024; progres raportat anual.
E5	Măsuri de eficientizare operațională (ex. mentenanță predictivă / digitalizare) pentru reducerea consumului de resurse și pierderilor.	Beneficii de eficiență, reducere pierderi/costuri; suport pentru performanță operațională.	Operațiuni proprii; național; stakeholderi: participanți piață/investitori.	M	Nu e cazul.	Consolidare față de 2024 pe măsura implementării proiectelor.

ESRS / AR16 (IRO 2025)	Acțiune principală 2025 și planificată	Rezultat preconizat / legătură cu ținte	Domeniu (activități / geografie / lanț valoric / stakeholderi)	Orizont	Remediere	Evoluție față de 2024
S1	Programe de SSM, instruiți și măsuri de prevenire a accidentelor + dezvoltare competențe (inclusiv digitalizare).	Reducerea riscurilor SSM, creșterea competențelor; contribuție la KPI de instruire/ore formare (unde sunt definiți).	Operațiuni proprii; toate zonele geografice; stakeholderi: angajați, sindicate.	S–M	Nu e cazul.	Continuitate și consolidare față de 2024; progres raportat anual.
S2	Introducerea / întărirea cerințelor SSM pentru contractori (clauze, instruiți, verificări).	Reducerea riscurilor de neconformitate și incidente în lanțul valoric.	Amonte: contractori / furnizori; geografie: șantieri / lucrări.	S–M	Da, după caz (remediere contractuală/procedurală).	Consolidare față de 2024 pe măsura maturizării cerințelor.
S3	Gestionarea impacturilor locale asociate lucrărilor (organizare șantier, refacere teren, comunicare, după caz).	Reducerea impacturilor asupra comunităților și a riscurilor reputaționale/legale.	Operațiuni + contractori; comunități afectate în zone de lucrări.	S–M	Da, după caz: măsuri de refacere/compensare conform autorizațiilor/legii.	Evoluție în funcție de proiecte; raportare tematică.
G1	Întărirea practicilor privind relațiile cu furnizorii (inclusiv condiții contractuale / etică și, după caz, practici de plată).	Reducerea riscurilor de conduită și conformare; îmbunătățirea trasabilității relațiilor cu furnizorii.	Amonte: furnizori/contractanți; stakeholderi: parteneri, investitori.	S–M	Nu e cazul.	Consolidare față de 2024; raportare periodică.

Notă: Acțiunile de mai sus sunt selectate pentru a reflecta IRO semnificative identificate în analiza de dublă materialitate 2025. Detalierea completă este prezentată în secțiunile tematice ESRS.

În ceea ce privește implementarea noilor proiecte sau studii, acestea se realizează în conformitate cu procedurile PO TEL 29.04 – Elaborarea programelor de management de mediu și PO TEL 29.03 – Stabilirea, implementarea și menținerea obiectivelor privind calitatea, mediul, securitatea și sănătatea în muncă. Aceste proceduri cuprind acțiuni necesare, responsabilități și termene, asigurând astfel atingerea obiectivelor și țăintelor de mediu.

În plus, PO TEL 29.11 – Pregătire pentru situații de urgență și capacitate de răspuns în domeniile protecției mediului, sănătății și securității în muncă, stabilește modul de acțiune și responsabilitățile pentru: identificarea posibilelor situații de urgență și accidente care pot avea impact dăunător asupra mediului, sănătății și securității în muncă; determinarea acțiunilor de reducere și de răspuns corespunzătoare unor astfel de situații; prevenirea sau reducerea impacturilor dăunătoare asupra mediului și personalului, asociate.

Grupul Transelectrica alocă pentru implementarea acțiunilor atât resurse financiare (pentru investiții, modernizare, operare, mentenanță, conformare și instruire), cât și resurse non-financiare (expertiză internă, capacitate de implementare prin structuri de specialitate și, după caz, contractori/furnizori). Finanțarea este asigurată prin mecanismele interne de bugetare și planificare și, atunci când este aplicabil, prin accesarea de surse de finanțare și programe relevante; termenii și obiectivele de mediu/social aferente unor astfel de instrumente sunt prezentate, după caz, în secțiunile relevante ale raportului. Implementarea anumitor acțiuni poate depinde de precondiții precum aprobarea bugetelor, obținerea avizelor/autorizațiilor, disponibilitatea pieței și evoluțiile de reglementare sau de finanțare, aspecte urmărite în cadrul proceselor interne de planificare și management al riscurilor.

Sumele aferente resurselor financiare alocate în perioada de raportare pentru implementarea acțiunilor legate de durabilitate sunt reflectate în bugetele și execuția financiară a Grupului și sunt prezentate, după caz, în situațiile financiare prin principalele categorii relevante (de exemplu, investiții în active, cheltuieli operaționale și cheltuieli de personal), precum și prin notele explicative privind proiectele de investiții și sursele de finanțare.

În prezent, Grupul Transelectrica nu dispune de o cuantificare agregată a resurselor financiare viitoare alocate implementării acțiunilor legate de durabilitate, la nivelul întregului plan de acțiune, întrucât acestea depind de aprobările anuale/multianuale ale bugetelor și programelor de investiții, de maturizarea portofoliului de proiecte și, după caz, de obținerea finanțărilor și a avizelor/autorizațiilor necesare. În consecință, Grupul tratează resursele financiare viitoare în mod calitativ, indicând că implementarea acțiunilor este susținută prin procesele interne de planificare și bugetare și va fi detaliată pe măsura disponibilității unor informații aprobate și documentate.

În ceea ce privește filialele Transelectrica, acțiunile privind aspectele de durabilitate semnificative sunt tratate în prezenta secțiune.

Filiala Teletrans. Acțiunile întreprinse de Teletrans sunt cuprinse în Investiția 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport al energiei electrice, finanțată prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR), Componenta C16. REPowerEU și aprobată prin Decizia de punere în aplicare a Consiliului, de modificare a Deciziei de punere în aplicare din 29 octombrie 2021 de aprobare a evaluării planului de redresare și reziliență al României nr.15833/23 din 5 decembrie 2023, care cuprinde sub investițiile:

1) Sub investiția 5.c – Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date – Teletrans, filiala Transelectrica

„Ansamble Analizoare de Trafic de Rețea”. Achizițiile de echipamente IT au un impact previzionat insignifiant asupra obiectivului de mediu: Prevenirea și controlul poluării în aer, apă sau sol, având în vedere efectele directe și indirecte, pe durata ciclului de viață.

2) Sub investiția 5.c – Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date – Teletrans, filiala Transelectrica.

„Centru de Date”. Echipamentele propuse pentru amenajarea noului Centru de Date containerizat se vor selecționa și configura respectând prevederile analizei „Do No Significant Harm” (DNSH).

Unitățile de climatizare vor menține un climat interior optim fără influențe majore datorate de climatul exterior, păstrând condițiile microclimatice, temperatura și umiditatea în cadrul A1 după ASHRAE 2021. Echipamentele ce vor fi instalate vor fi prevăzute cu mod de funcționare ECO cu un impact estimat nesemnificativ asupra mediului, atât direct cât și indirect, pe tot parcursul ciclului lor de viață. Astfel, emisiile de CO₂ vor fi reduse, împreună cu consumul de energie electrică.

Tehnologiile și materialele de construcție ce se vor utiliza, vor fi ecoeficiente și vor ajuta la eficientizarea costurilor de exploatare pe întreagă durata a ciclului de viață. Atât echipamentele de conversie și furnizare de energie electrică neîntreruptibilă (UPS) cât și echipamentele de tratare a aerului (unități de climatizare de precizie) vor oferi o eficiență energetică ridicată.

3) Sub investiția 5.c – Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date – Teletrans, filiala Transelectrica.

Echipamente de rețea IT&C. Achizițiile de echipamente IT au un impact previzionat insignifiant asupra obiectivului de mediu Prevenirea și controlul poluării în aer, apă sau sol, având în vedere efectele directe și indirecte, pe durata ciclului de viață.

Acestea abordează o componentă esențială a Sistemului Energetic National (SEN): Securitatea Cibernetică – premisa a funcționării optime a SEN și asigurării rezilienței în fața atacurilor cibernetice care capătă o amploare din ce în ce mai mare în ultima perioadă, la nivel European.

Filiala Smart. La nivelul Smart, acțiunile privind aspectele de durabilitate semnificative se concentrează pe eficiența operațională, reducerea impactului asupra mediului și siguranța în muncă. Printre măsurile esențiale implementate se numără:

- mentenanță predictivă și digitalizare – utilizarea tehnologiilor avansate pentru monitorizarea infrastructurii și optimizarea intervențiilor, reducând consumul de resurse și emisiile asociate transportului și operațiunilor de reparații;
- management sustenabil al deșeurilor – implementarea unor procese pentru reciclarea și eliminarea controlată a materialelor rezultate din activitățile de întreținere și reparații;
- siguranța și sănătatea angajaților – aplicarea unor standarde stricte de protecție a muncii, instruire continuă și măsuri pentru prevenirea accidentelor de muncă;
- protecția biodiversității – Măsuri de refacere a mediului în urma lucrărilor de mentenanță, reducerea impactului asupra habitatelor naturale.

Indicatori privind aspectele de durabilitate semnificative (MDR-M)

Indicatorii utilizați de Grupul Transelectrica pentru evaluarea performanței și eficacității sunt prezentați în raport exclusiv pentru temele materiale identificate prin analiza de dublă materialitate, în conformitate cu cerințele ESRS aplicabile acestor teme. Pentru fiecare temă materială, indicatorii relevanți (cantitativi și/sau calitativi) sunt definiți și explicați în secțiunile corespunzătoare din raport, împreună cu metodologiile, ipotezele semnificative și limitările aferente, astfel încât să permită înțelegerea modului în care sunt monitorizate impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative.

În ceea ce privește prezenta secțiune, sunt evidențiați indicatorii nefinancieri de guvernare utilizați pentru monitorizarea funcționării organelor de conducere și supraveghere, respectiv: numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere, numărul de reuniuni ale comitetelor constituite la nivelul Consiliului de Supraveghere și numărul de reuniuni ale Directoratului, ca elemente de suport pentru supravegherea și controlul intern asociate temelor materiale.

Numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere.

Categorie	Indicator	Date primare	UM	Formula
Indicatori legați de guvernarea corporativă	Numărul de reuniuni ale comitetului consiliului de supraveghere	Numărul de participanți la reuniunile comitetului de conducere	Nr	$\text{Numărul ședințelor consiliului de supraveghere}_t = \text{Numărul ședințelor consiliului de supraveghere susținute de} - a \text{ lungul anului}_t$

Indicator	2024	2025	2026	2027	2028
Numărul de reuniuni ale consiliului de supraveghere	8	10	12	14	16

Metodologie: indicatorul se determină pe baza evidențelor interne privind convocările și procesele-verbale ale ședințelor.

Număr de reuniuni ale Comitetelor constituite la nivelul Consiliului de Supraveghere

Categorie	Indicator	Date primare	UM	Formula
Indicatori legați de guvernanța corporativă	Numărul de reuniuni ale comitetelor	Numărul de participanți la reuniunile comitetelor	Nr	$\text{Numărul comitetelor intrunite}_t$ $= \text{Numărul comitetelor susținute de}$ $- a \text{ lungul anului}_t$

Indicator	2024	2025	2026	2027	2028
Numărul de reuniuni ale comitetelor	8	10	12	14	16

Metodologie: indicatorul se calculează pe baza evidențelor interne (convocări, procese-verbale/minute).

Număr reuniuni ale Directoratului

Indicator	2024	2025	2026	2027	2028
Numărul de reuniuni ale Directoratului	36	38	40	42	46

Metodologie: determinat pe baza evidențelor interne (agenda/convocări/procese-verbale).

Indicatorii nefinanciari de performanță privind guvernanța, precum numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere, numărul de reuniuni ale comitetelor constituite la nivelul Consiliului de Supraveghere și numărul de reuniuni ale Directoratului, sunt esențiali pentru evaluarea eficienței decizionale, transparenței și funcționării sistemului de guvernanță corporativă în cadrul Grupului Transelectrica. Acești indicatori reflectă nivelul de implicare a organelor de conducere în gestionarea strategică și operațională a Grupului.

În cazul în care nu au fost încă adoptați anumiți indicatori, Grupului Transelectrica va justifica motivele neadoptării acestora și, dacă este aplicabil, va prezenta un interval de timp estimativ pentru implementarea lor.

Indicatori de performanță pentru stimularea financiară a OTS prin tarif

Metodologia privind stabilirea indicatorilor de performanță în legătură cu dezvoltarea unei rețele electrice care să promoveze eficiența energetică și integrarea energiei electrice produse din surse regenerabile (denumită în continuare Metodologia KPI) a fost aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 59/29.07.2025.

Prin Metodologia KPI sunt stabiliți indicatorii prin care ANRE va evalua performanța OTS în domeniul dezvoltării unei rețele electrice care să promoveze eficiența energetică și integrarea energiei electrice produse din surse regenerabile.

Metodologia KPI constituie baza pentru aplicarea unui mecanism stimulator de tip premiere/penalizare financiară a OTS prin intermediul tarifului de transport, care este prevăzut în metodologia de stabilire a tarifului de transport aprobată de ANRE pentru perioada 2025-2029, Mecanismul stimulator acționează prin majorarea/reducerea ratei rentabilității reglementate a activelor recunoscută în tarif.

Indicatorii pe baza cărora se va evalua anual performanța realizată de OTS, sunt grupați în trei categorii:

A. Indicatori care reflectă calitatea serviciului de transport al energiei electrice:

Indicatorii din această categorie sunt calculați pe baza valorilor înregistrate de indicatorii monitorizați conform standardului de performanță pentru activitatea de transport al energiei electrice și serviciul de sistem aprobat de ANRE prin Ordinul nr. 12/2016. Indicatorii selectați din standardul de performanță provin din grupele *Utilizarea rețelei de transport* (indicatorii INDLIN – indisponibilitatea liniilor și INDTRA – indisponibilitatea transformatoarelor), *Continuitatea serviciului de transport* (indicatorul ENS – energia nelivrată consumatorilor/nepreluată de la centrale) și *Calitatea tehnică a energiei electrice* (indicatori referitori la încadrarea tensiunii în limitele admisibile).

B. Indicatori care reflectă integrarea producției de energie electrică din surse regenerabile și a unităților de stocare energie:

1. **NPd** - Ponderea numărului de avize tehnice de racordare (ATR) emise de OTS pentru racordarea de noi locuri de producere cu unități de producere energie electrică din surse regenerabile, raportat la numărul cererilor de racordare de acest tip înregistrate de OTS [%]
2. **PPd** - Ponderea puterii totale aprobate pentru evacuare prin ATR emise de OTS pentru racordarea de noi locuri de producere cu unități de producere energie electrică din surse regenerabile, raportată la puterea totală solicitată prin cererile de racordare de acest tip înregistrate de OTS [%]
3. **NStoc** - Ponderea numărului de ATR emise de OTS pentru racordarea de noi unități de stocare energie, raportat la numărul cererilor de racordare de acest tip înregistrate de OTS [%]
4. **PStoc** - Ponderea puterii totale aprobate pentru evacuare prin ATR emise de OTS pentru racordarea de noi unități de stocare energie, raportată la puterea totală solicitată prin cererile de racordare de acest tip înregistrate de OTS [%]

C. Indicatori care reflectă nivelul de digitalizare a rețelelor electrice.

Indicatorii din această categorie sunt:

1. **ST** – Ponderea numărului de stații de transformare sau de conexiune automatizate care permit acționarea de la distanță, care funcționează fără personal de deservire în stație și sunt monitorizate prin intermediul CTSL, raportat la numărul total al stațiilor de transformare sau de conexiune din gestiunea OTS [%]

2. **Lin** – Ponderea numărului de linii electrice de înaltă tensiune prevazute cu sisteme de monitorizare în timp real a parametrilor, raportat la numărul total de linii electrice din gestiunea OTS [%]. Indicatorul se referă la implementarea tehnologiei care permite aplicarea metodei Dynamic Line Rating care prezintă avantajul unei mai bune utilizări a capacității de transport a liniilor electrice.
3. **Trafo** - Ponderea numărului de transformatoare prevazute cu sisteme de monitorizare în timp real a parametrilor, raportat la numărul total al transformatoarelor în funcțiune din gestiunea OTS [%]. Implementarea sistemelor de monitorizare în timp real a transformatoarelor aduce beneficii atât din punctul de vedere al siguranței în funcționare cât și din perspectiva eficienței economice a exploatării printr-o evaluare mai bună a stării tehnice a transformatoarelor și implicit a necesității operațiilor de mentenanță.

Monitorizarea indicatorilor din categoria C va începe în anul 2027. În intervalul 2025-2026 vor fi realizate analize/studii din care vor rezulta țintele față de care indicatorii menționați vor fi calculați anual.

Conform Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, aprobată prin ordinul președintelui ANRE nr. 68/17.09.2024, valoarea RRR (rata reglementată a rentabilității activelor) se va putea majora sau diminua cu 0,5 puncte procentuale, în funcție de nivelul de performanță realizat de OTS cu privire la dezvoltarea unei rețele electrice care să promoveze eficiența energetică și integrarea energiei electrice produse din surse regenerabile. Performanța va fi măsurată prin intermediul unui indicator sintetic care va fi calculat prin agregarea indicatorilor menționați anterior prin aplicarea unui sistem de ponderare a valorilor individuale ale indicatorilor.

În ceea ce privește filialele, indicatorii privind aspectele de durabilitate semnificative sunt tratați în prezenta secțiune.

Filiala Teletrans. Expertiza pe telecomunicații a Teletrans va fi utilizată în următorii ani în implementarea proiectului cu finanțare europeană REPOWER EU și operaționalizarea unui important Data Center, care va permite upgradarea serviciilor tradiționale de colocare și extinderea portofoliului de clienți în acest domeniu.

Filiala Smart. În general, în cadrul Smart, indicatorii de performanță sunt stabiliți odată cu obiectivele specifice și cu descrierea proceselor operaționale și sunt discutați cu ocazia ședințelor privind analiza de management. Indicatori privind aspectele de durabilitate semnificative:

- satisfacția clientului, feed-back;
- pentru lucrări efectuate în baza atestatului ANRE – indicator: gradul de satisfacție anual al clienților (media aritmetică a valorilor gradului de satisfacție al contractelor finalizate în perioada de referință) – calculat conform Ordinului ANRE nr. 45/07.09.2016;
- monitorizarea stării de sănătate a salariaților – analize și controale medicale conform HG 355 – Indicator: Nr. salariați monitorizați/ Nr. salariați*100 [%];
- ofertare și contractare – indicator: oferte acceptate finalizate prin comandă, contract/oferte trimise la client*100 [%];
- grad rezolvare neconformități – indicator: neconformități rezolvate / neconformități identificate x 100 [%];
- grad realizare program audit – indicator: audituri realizate/audituri planificate x100 [%];

- grad de realizare diverse programe de control – indicator: controale realizate/controale planificate x100 [%];
- grad realizare global programe instruire – indicator: programe realizate/programe aprobate x100 [%];
- echipamente de măsurare și monitorizare etalonate, verificate în perioada dată – indicator: EMM etalonate, verificate/EMM planificate la etalonare, verificare *100 [%];
- eficacitatea acțiunilor de tratare a riscurilor și oportunităților – indicator: nivel de risc global ≤ valoare referință;
- gestionarea deșeurilor – indicator: nr. tipuri deșeuri colectate/Nr. tipuri deșeuri colectabile selectiv *100.

Urmărirea eficacității politicilor și a acțiunilor prin intermediul Țintelor (Țintele MDR-T)

În exercițiul financiar 2025, Grupul Transelectrica prezintă Țintele măsurabile și încadrate în timp acolo unde acestea sunt stabilite pentru temele materiale identificate prin analiza de dublă materialitate, precum și indicatorii utilizați pentru monitorizarea progresului. Pentru anumite teme materiale, în lipsa unor ținte cuantificate stabilite în mod rezonabil la data raportării, Grupul prezintă informațiile disponibile și tratează dezvoltarea Țintelor în mod gradual, pe măsura consolidării datelor, metodologiilor și proceselor interne. În situațiile în care pentru anumite cerințe/puncte de date există posibilitatea introducerii treptate conform Apendicelui C (astfel cum a fost modificat prin Regulamentul delegat (UE) 2025/1416), aceasta este aplicată punctual și indicată în secțiunile relevante ale raportului.

Punctele de date din standardele transversale și standardele tematice care decurg din alte acte legislative ale UE

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din SFDR ⁹	Referința din pilonul 3 ¹⁰	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²
ESRS 2 GOV-1 Diversitatea de gen în cadrul organelor de conducere pct. 21 lit. (d)	Indicatorul nr. 13 din tabelul 1 din anexa 1		Regulamentul delegat (UE) 2020/1816 al Comisiei ¹³ , Anexa II	
ESRS 2 GOV-1 Procentul membrilor din cadrul organelor de			Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II	

⁹ Regulamentul (UE) 2019/2088 al Parlamentului European și al Consiliului din 27 noiembrie 2019 privind informațiile privind durabilitatea în sectorul serviciilor financiare (JO L 317, 9.12.2019, p. 1).

¹⁰ Regulamentul (UE) nr. 575/2013 al Parlamentului European și al Consiliului din 26 iunie 2013 privind cerințele prudențiale pentru instituțiile de credit și societățile de investiții și de modificare a Regulamentului (UE) nr. 648/2012 (Regulamentul privind cerințele de capital, „CRR”) (JO L 176, 27.6.2013, p. 1).

¹¹ Regulamentul (UE) 2016/1011 al Parlamentului European și al Consiliului din 8 iunie 2016 privind indicii utilizați ca indici de referință în cadrul instrumentelor financiare și al contractelor financiare sau pentru a măsura performanțele fondurilor de investiții și de modificare a Directivelor 2008/48/CE și 2014/17/UE și a Regulamentului (UE) nr. 596/2014 (JO L 171, 29.6.2016, p. 1).

¹² Regulamentul (UE) 2021/1119 al Parlamentului European și al Consiliului din 30 iunie 2021 de instituire a cadrului pentru realizarea neutralității climatice și de modificare a Regulamentelor (CE) nr. 401/2009 și (UE) 2018/1999 („Legea europeană a climei”) (JO L 243, 9.7.2021, p. 1).

¹³ Regulamentul delegat (UE) 2020/1816 al Comisiei din 17 iulie 2020 de completare a Regulamentului (UE) 2016/1011 al Parlamentului European și al Consiliului în ceea ce privește explicația din declarația privind indicii de referință a modului în care se reflectă factorii de mediu, sociali și de guvernanță în fiecare indice de referință furnizat și publicat (JO L 406, 3.12.2020, p. 1).

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din SFDR ⁹	Referința din pilonul 3 ¹⁰	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²
conducere care sunt independenți pct. 21 lit. (e)				
ESRS 2 GOV-4 Declarația privind procesul de diligență pct. 30	Indicatorul nr. 10 din tabelul 3 din anexa 1			
ESRS E1-1 Planul de tranziție pentru realizarea neutralității climatice până în 2050 alin. (14)				Regulamentul (UE) 2021/1119, art. 2 Alin. (1)
ESRS E1-4 Țintele de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră pct. 34	Indicatorul nr. 4 din tabelul 2 din anexa 1	Art. 449a Regulamentul (UE) nr. 575/2013; Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2022/2453 al Comisiei Modelul 3: Portofoliul bancar - Riscul de tranziție aferent schimbărilor climatice: indicatori de aliniere	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, art. 6	
ESRS E1-5 Consumul de energie fosilă din surse dezagregate în funcție de sursă (numai sectoarele cu un impact ridicat asupra climei) pct. 38	Indicatorul nr. 5 din tabelul 1 și indicatorul nr. 5 din tabelul 2 din anexa 1			
ESRS E1-5 consumul de energie și mixul energetic pct. 37	Indicatorul nr. 5 din tabelul 1 din anexa 1			
ESRS E1-5 Intensitatea energetică asociată cu activitățile din sectoare cu un impact ridicat asupra climei alin. (40)-(43)	Indicatorul nr. 6 din tabelul 1 din anexa 1			
ESRS E1-6 Valorile brute din 1, 2, 3 și emisiile totale de GES pct. 44	Indicatorii nr. 1 și nr. 2 din tabelul 1 din anexa 1	Art. 449a Regulamentul (UE) nr. 575/2013; Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2022/2453 al Comisiei Modelul 1: Portofoliul bancar - Riscul de tranziție aferent schimbărilor climatice: calitatea creditului expunerilor în funcție de sector, de emisii și de scadența reziduală	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, art. 5 alin. (1), art. 6 și art. 8 alin. (1)	
ESRS E1-6 Intensitatea emisiilor brute de GES alin. (53)-(55)	Indicatorul nr. 3 din tabelul 1 din anexa 1	Art. 449a din Regulamentul (UE) nr. 575/2013; Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2022/2453 al Comisiei Modelul 3: Portofoliul	Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, art. 8 alin. (1)	

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din SFDR ⁹	Referința din pilonul 3 ¹⁰	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²
		bancar - Riscul de tranziție aferent schimbărilor climatice: indicatori de aliniere		
ESRS E1-7 Absorbțiile de GES și creditele de carbon pct. 56				Regulamentul (UE) 2021/1119, art. 2 alin. (1)
ESRS E1-9 Expunerea portofoliului indicelui de referință la riscurile fizice legate de climă pct. 66			Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, anexa II Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II	
ESRS E1-9 Dezagregarea valorilor monetare în funcție de riscul fizic acut și cronic pct. 66 lit. (a) ESRS E1-9 Amplasarea activelor semnificative care sunt supuse unui risc fizic semnificativ pct. 66 lit. (c).		Art. 449a din Regulamentul (UE) nr. 575/2013; Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2022/2453 al Comisiei, pct. 46 și 47; Modelul 5: Portofoliul bancar – Riscul fizic aferent schimbărilor climatice: expuneri supuse unui risc fizic.		
ESRS E1-9 Defalcarea valorii contabile a activelor imobiliare în funcție de clasele de eficiență energetică pct. 67 lit. (c)		Art. 449a din Regulamentul (UE) nr. 575/2013; Regulamentul de punere în aplicare (UE) 2022/2453 al Comisiei pct. 34; Formularul 2: Portofoliul bancar – Riscul de tranziție aferent schimbărilor climatice: Împrumuturi garantate cu bunuri imobile – Eficiența energetică a garanției reale.		
ESRS E1-9 Gradul de expunere a portofoliului la oportunitățile legate de climă pct. 69			Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, Anexa II	
ESRS E2-4 Cantitatea din fiecare poluant enumerat în anexa II la Regulamentul E-PRTR (Registrul European al Poluanților Emiși și Transferați) emisă în aer, apă și sol, pct. 28	Indicatorul nr. 8 din tabelul 1 din anexa 1 Indicatorul nr. 2 din tabelul 2 din anexa 1 Indicatorul nr. 1 din tabelul 2 din anexa 1 Indicatorul nr. 3 din tabelul 2 din anexa 1			
ESRS E3-1 Resursele de apă și cele marine punctul 9	Indicatorul nr. 7 din tabelul 2 din anexa 1			

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din SFDR ⁹	Referința din pilonul 3 ¹⁰	Referința din Regulamentul privind indicii de referință ¹¹	UE Referința din Legea climei ¹²
ESRS E3-1 Politica specifică pct. 13	Indicatorul nr. 8 din tabelul 2 din anexa 1			
ESRS E3-4 Total apă reciclată și reutilizată pct. 28 lit. (c)	Indicatorul nr. 6.2 din tabelul 2 din anexa 1			
ESRS E3-4 Consumul total de apă consumată în m 3 per venit net din operațiunile proprii pct. 29	Indicatorul nr. 6.1 din tabelul 2 din anexa 1			
ESRS E4-2 Practici sau politici durabile privind terenurile/agricultura pct. 24 lit. (b)	Indicatorul nr. 11 din tabelul 2 din anexa 1			
ESRS E5-5 Deșeuri nereciclate pct. 37 lit. (d)	Indicatorul nr. 13 din tabelul 2 din anexa 1			
ESRS E5-5 Deșeuri periculoase și deșeuri radioactive pct. 39	Indicatorul nr. 9 din tabelul 1 din anexa 1			
ESRS S1-1 Angajamente privind politica în domeniul drepturilor omului alin. (20)	Indicatorul nr. 9 din tabelul 3 și indicatorul nr. 11 din tabelul 1 din anexa I			
ESRS S1-1 Politici de diligență în privința problemelor abordate de Convențiile fundamentale 1-8 ale Organizației Internaționale a Muncii alin. (21)			Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II	
ESRS S1-1 Politica de prevenire a accidentelor la locul de muncă sau sistemul de gestionare a acestora pct. 23	Indicatorul nr. 1 din tabelul 3 din anexa I			
ESRS S1-3 mecanisme de soluționare a reclamațiilor/plângerilor pct. 32 lit. (c)	Indicatorul nr. 5 din tabelul 3 din anexa I			
ESRS S1-14 Numărul de decese și numărul și rata accidentelor legate de muncă pct. 88 lit. (b) și (c)	Indicatorul nr. 2 din tabelul 3 din anexa I		Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II	
ESRS S1-14 Numărul de zile pierdute ca urmare a	Indicatorul nr. 3 din tabelul 3 din anexa I			

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din SFDR⁹	Referința din pilonul 3¹⁰	Referința din Regulamentul privind indicii de referință¹¹	UE Referința din Legea climei¹²
vătămarilor, accidentelor, deceselor sau bolilor pct. 88 lit. (e)				
ESRS S1-16 Disparitatea salarială de gen în formă neajustată pct. 97 lit.(a)	Indicatorul nr. 12 din tabelul 1 din anexa I		Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II	
ESRS S1-16 Un nivel excesiv al raportului dintre remunerația directorului general și cea a lucrătorilor pct. 97 lit. (b)	Indicatorul nr. 8 din tabelul 3 din anexa I			
ESRS S1-17 Incidente de discriminare pct. 103 lit. (a)	Indicatorul nr. 7 din tabelul 3 din anexa I			
ESRS S1-17 Nerespectarea Principiilor directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului și a orientărilor OCDE pct.104 lit. (a)	Indicatorul nr. 10 din tabelul 1 și indicatorul nr. 14 din tabelul 3 din anexa I		Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II la Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, art. 12 alin. (1)	
ESRS S2-1 Angajamente privind politica în domeniul drepturilor omului pct. 17	Indicatorul nr. 9 din tabelul 3 și indicatorul nr. 11 din tabelul 1 din anexa 1			
ESRS S2-1 Politici privind lucrătorii din lanțul valoric pct.18	Indicatorii nr. 11 și nr. 4 din tabelul 3 din anexa 1			
ESRS S2-1 Nerespectarea Principiilor directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului și a orientărilor OCDE pct. 19	Indicatorul nr. 10 din tabelul 1 din anexa 1		Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II la Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, art. 12 alin. (1)	
ESRS S2-1 Politici de diligență în privința problemelor abordate de Convențiile fundamentale 1-8 ale Organizației Internaționale a Muncii pct. 19			Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II	
ESRS S2-4 Aspecte legate de drepturile omului și incidente legate de lanțul său valoric din amonte și din aval pct. 36	Indicatorul nr. 14 din tabelul 3 din anexa 1			
ESRS S3-1 Angajamente privind politica în domeniul drepturilor omului,	Indicatorul nr. 9 din tabelul 3 din anexa 1 și indicatorul nr. 11 din tabelul 1 din			

Cerința de prezentare de informații și punctul de date aferent	Referința din SFDR⁹	Referința din pilonul 3¹⁰	Referința din Regulamentul privind indicii de referință¹¹	UE Referința din Legea climei¹²
pct. 16	anexa 1			
ESRS S3-1 Nerespectarea principiilor directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului, a principiilor OIM sau a orientărilor OCDE pct. 17	Indicatorul nr. 10 din tabelul 1 din anexa 1		Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II la Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, art. 12 Alin. (1)	
ESRS S3-4 Aspecte și incidente privind drepturile omului pct. 36	Indicatorul nr. 14 din tabelul 3 din anexa 1			
ESRS S4-1 Politici privind consumatorii și utilizatorii finali pct. 16	Indicatorul nr. 9 din tabelul 3 și indicatorul nr. 11 din tabelul 1 din anexa 1			
ESRS S4-1 Nerespectarea principiilor directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului și a orientărilor OCDE pct. 17	Indicatorul nr. 10 din tabelul 1 din anexa 1		Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, anexa II la Regulamentul delegat (UE) 2020/1818, art. 12 alin. (1)	
ESRS S4-4 Aspecte și incidente privind drepturile omului pct. 35	Indicatorul nr. 14 din tabelul 3 din anexa 1			
ESRS G1-1 Convenția Organizației Națiunilor Unite împotriva corupției pct. 10 lit. (b)	Indicatorul nr. 15 din tabelul 3 din anexa 1			
ESRS G1-1 Protecția avertizorilor punctul 10 lit. (d)	Indicatorul nr. 6 din tabelul 3 din anexa 1			
ESRS G1-4 Amenzi pentru încălcarea legilor de combatere a corupției și a dării sau luării de mită pct. 24 lit. (a)	Indicatorul nr. 17 din tabelul 3 din anexa 1		Regulamentul delegat (UE) 2020/1816, Anexa II	
ESRS G1-4 Standarde de combatere a corupției și a dării și luării de mită pct. 24 lit.(b)	Indicatorul nr. 16 din tabelul 3 din anexa 1			

CAPITOLUL II

ESRS E1 – E5 – Aspecte de mediu

1. Schimbările climatice (E1 1-9)

Integrarea performanței legate de durabilitate în sistemele de stimulente (GOV-3)

Prin Hotărârea AGOA nr. 1/15.01.2025¹⁴, acționarii au aprobat indicatorii-cheie de performanță (KPI) și ponderile acestora utilizate la evaluarea performanței și la determinarea componentei variabile a remunerației membrilor Directoratului.

Consiliul de Supraveghere beneficiază de indemnizație fixă, fără componentă variabilă; în consecință, 0% din remunerația recunoscută în perioada curentă este legată de considerații de climă.

Directoratul are remunerație fixă și variabilă, iar componenta variabilă este determinată în funcție de KPI aprobați, cu următoarea structură: 75% KPI financiari și 25% KPI nefinanțari/necomerciali. Considerațiile legate de climă sunt integrate prin indicatorul de eficiență energetică „Consumul intern de energie electrică (stații RET și sedii)”, care are o pondere de 3% din componenta variabilă.

În plus, deși KPI-ul „Realizarea Planului Anual de Mentenanță” nu include în mod explicit trimeri la Planul de sustenabilitate sau la ținte climatice, acesta poate fi considerat un indicator cu contribuție indirectă la sustenabilitate (reziliență operațională). Indicatorul este inclus în sistemul de stimulente ca KPI nefinanciar/necomercial, cu o pondere de 10%; relevanța sa climatică este indirectă, prin prevenirea avariilor, optimizarea funcționării rețelei, reducerea pierderilor de energie și diminuarea vulnerabilităților la evenimente climatice extreme, precum și prin facilitarea integrării surselor regenerabile într-un sistem sigur și stabil.

În perioada curentă, Transelectrica nu corelează explicit remunerarea cu ținte de reducere a emisiilor GES raportate conform E1-4 (tCO₂e/Scope 1–3); legătura cu clima este indirectă, prin reducerea consumului energetic operațional (indicatorul de consum intern).

Prin urmare, procentul din remunerația recunoscută legat de considerații de climă: CS: 0% și Directorat: 3% din componenta variabilă, prin KPI „consum intern de energie electrică”.

Planul de tranziție pentru atenuarea schimbărilor climatice (E1-1)

Deși Transelectrica nu are, la data raportării, un plan de tranziție formalizat sub forma unui document unic dedicat, Compania își operationalizează direcțiile de atenuare a schimbărilor climatice și de creștere a rezilienței prin instrumente de planificare și programe aprobate/implementate, în principal:

- (i) *Planul de Dezvoltare a RET 2024–2033* – care include proiectele necesare dezvoltării RET și programarea acestora în timp, supus aprobării AGA și transmis către ANRE pentru aprobare, după consultare publică;
- (ii) *Programul de măsuri pentru îmbunătățirea eficienței energetice (2025)*, care stabilește direcții și măsuri pentru reducerea pierderilor în rețea, optimizarea fluxurilor și digitalizarea operării.

¹⁴ Ca urmare a prevederilor Legii nr. 158/2025 pentru modificarea și completarea OUG nr. 109/2011, prin Hotărârea nr.13/22.12.2025, AGOA a aprobat indicatorii cheie de performanță, rezultați din Planul de Administrare, aprobați inițial prin HAGOA nr. 1/2025.

Totodată, Compania are în vedere formalizarea unui astfel de plan de tranziție într-un document dedicat. În acest scop, urmează să fie prospectată piața și să fie inițiate demersurile necesare pentru definirea abordării optime, astfel încât adoptarea unui plan de tranziție formalizat să poată fi realizată într-un orizont estimat de aproximativ 3 ani.

Compatibilitatea cu limitarea încălzirii globale la 1,5 °C. În perioada de raportare, Transelectrica nu a stabilit ținte cantitative de reducere a emisiilor GES în sensul cerinței E1-4, astfel încât o evaluare formală a compatibilității țăintelor cu limitarea încălzirii globale la 1,5°C (Acordul de la Paris) nu este aplicabilă. Compania urmărește, însă, alinierea acțiunilor sale de modernizare, digitalizare și eficiență energetică la direcțiile de decarbonizare stabilite la nivel european, prin proiecte care sprijină integrarea SRE, reducerea pierderilor și reducerea impactului climatic al operării.

Pârghii de decarbonizare și acțiuni principale (cu tehnologii). Transelectrica implementează mai multe măsuri pentru atenuarea schimbărilor climatice și creșterea eficienței operaționale:

- **integrarea surselor regenerabile de energie** și facilitarea conectării acestora la RET;
- **promovarea eficienței energetice** prin măsuri de optimizare a consumului de energie și reducerea pierderilor în rețea;
- **modernizarea infrastructurii și utilizarea de tehnologii și materiale rezistente la schimbările climatice**, prevenind astfel deteriorarea echipamentelor în condiții extreme;
- **monitorizarea și evaluarea riscurilor climatice**, asupra rețelei electrice, adoptându-se măsuri pentru prevenirea avariilor și întreruperilor;
- **mentenanța preventivă și monitorizarea digitală** pentru reducerea riscurilor operaționale cauzate de schimbările climatice;
- **reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră (GES)** prin utilizarea echipamentelor sigilate presurizate și monitorizarea scurgerilor de hexafluorură de sulf (SF₆), un gaz cu efect de seră puternic și totodată alinierea la prevederile legislative europene privind eliminarea treptată a utilizării acestui gaz.

Pârghiile principale identificate pentru susținerea tranziției climatice includ: reducerea pierderilor în rețea prin reconducători și modernizarea stațiilor, utilizarea de dispozitive moderne de reglaj (ex. FACTS) pentru optimizarea fluxurilor, digitalizarea operării prin platforme de management energetic și modernizarea EMS/SCADA, extinderea monitorizării online și introducerea soluțiilor de tip smart grid (inclusiv Dynamic Line Rating), precum și susținerea dezvoltării stocării asociate RES. În portofoliul de proiecte, Transelectrica implementează și tehnologii cu impact climatic redus, inclusiv non-SF₆ (gaze cu emisii reduse) în proiectul fanion DigiTEL Green (Mostiștea), alături de soluții de eficiență energetică (clădiri nZEB, uleiuri naturale) și digitalizare avansată (inclusiv AI/robotică/dronă pentru supraveghere tehnică).

Investiții/finanțare care sprijină tranziția (cu cuantificări). Implementarea acestor direcții este susținută de investiții din portofoliul de proiecte de dezvoltare și digitalizare a RET. Situația centralizată a proiectelor DTEETN (Direcția Tehnică, Eficiență Energetică și Tehnologii Noi din cadrul Transelectrica) indică valoarea totală aprobată/actualizată a portofoliului (aprox. 1,61 mld. lei) și include proiecte relevante pentru tranziția climatică și reziliență (ex. monitorizare online tip smart grid, stații digitale, DigiTEL Green, sisteme de sincrofazori, modernizări linii), cu stadii de implementare și procente de finanțare aferente.

Nr. Crt.	Denumirea obiectivelor de investiții	COD NACE		Stadiul proiectului TP/ SF/CS/PT/E execuție	Valoarea totală aprobată/ actualizată [lei]	Finanțare [%]	PIF estimat [anul]
1	Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuarea putere din Centrala Nucleară Cernavoda și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)	35.13		Execuție	49,457,200.00	99.25	2026
2	Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală	35.13		Licitație execuție	661,245,754.00	34.45	2029
3	Proiectul pilot DigiTEL Green - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului	35.13		Licitație execuție	464,780,169.46	51.76	2029
4	National Phasor Data System connected to International Phasor Data Exchange - Platformă Națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE)	35.13		Achiziție	7,995,627.00	100.00	2026
5	Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	35.13		SF+CS	335,000,000.00	100.00	2029
6	Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines	35.13		CS	91,502,826.50	100.00	2029
					1,609,981,576.96 Lei aprox. 320 mil. euro	80.91	

În paralel, *Programul de măsuri pentru îmbunătățirea eficienței energetice (2025)* prezintă măsuri implementate și costuri de investiție asociate, precum și economii anuale estimate de energie (indicatori de eficiență energetică), inclusiv pentru proiecte PIF august 2024–august 2025.

A. Eficiență energetică prin reducerea consumului de energie electrică, aferent serviciilor interne din stații:

Nr. Crt.	Denumirea măsurii implementate (PIF august 2024 – august 2025)	Cod NACE	Costul măsurii (Costul investiției) (mii Lei)	Economia anuală de energie (tep*)
1	Creșterea siguranței în funcționarea zonei de rețea Argeș - Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV	35.13	83.375,75	17,20
2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara- Săcălaz- Arad - Etapa I Stația 400/220/110 kV Reșița	35.13	170.000,00	15,14

* Nivelul economiilor se bazează pe calcule estimative deoarece încă nu s-au înregistrat date relevante pentru comparație.

B. Eficiență energetică prin reducerea consumului de energie electrică, aferent CPT din RET:

Nr. Crt.	Denumirea măsurii implementate (PIF august 2024 – august 2025)	Cod NACE	Costul măsurii (Costul investiției) (mii Lei)	Economia anuală de energie (tep**)
1	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele	35.13	49.371,19	50,05
2	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinaș - Smârdan - PIF etapă	35.13	30.737,79	33,54
3	LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET	35.13	30.737,79	4,73
4	Mărirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8 km)	35.13	6.505,62	4,82

* Nivelul economiilor se bazează în general pe calcule estimative deoarece încă nu s-au înregistrat date relevante pentru comparație.

Emisii GES „blocate” – completare calitativă (potrivită pentru OTS). Având în vedere natura activelor Transelectrica (infrastructură de transport), riscul de „emisii blocate” este diferit față de industriile cu active fosile, însă există surse potențiale de emisii asociate funcționării și echipamentelor (de ex. utilizarea gazelor izolante). În acest context, Compania urmărește modernizarea tehnologică și reducerea impactului climatic al infrastructurii, inclusiv prin introducerea tehnologiilor non-SF₆ în proiecte pilot și prin măsuri de reducere a pierderilor și optimizare a funcționării rețelei, care pot reduce presiunile de tranziție și riscurile asociate.

Aliniere la taxonomie (venituri/CapEx/OpEx). Informațiile privind eligibilitatea/alinierea la taxonomie (venituri/CapEx/OpEx) sunt prezentate în secțiunea dedicată raportării Taxonomiei UE, iar planurile investiționale care stau la baza tranziției sunt reflectate în *Planul de Dezvoltare RET 2024–2033*.

Integrarea acțiunilor în strategia de dezvoltare a Companiei. Direcțiile de tranziție sunt integrate în strategia și planificarea investițiilor Companiei prin *Planul de Dezvoltare RET 2024–2033*, care include proiectele necesare dezvoltării RET și programarea acestora în timp, fiind elaborat în cadrul obligațiilor legale/licenței și în corelare cu planificarea europeană (TYNDP ENTSO-E), precum și prin programele de eficiență energetică ce fundamentează măsuri și investiții pentru reducerea pierderilor și optimizarea funcționării.

Progres în implementare. Progresul implementării este monitorizat prin stadiile proiectelor din portofoliul de investiții, precum și prin termenele PIF estimate și procentele de finanțare aferente proiectelor, pe baza raportărilor periodice interne privind stadiile (SF/CS/PT/execuție), termenele PIF și structura de finanțare.

Adoptarea unui plan de tranziție. Întrucât Transelectrica nu dispune, la data raportării, de un plan de tranziție formalizat sub forma unui document unic dedicat, Compania analizează oportunitatea formalizării unui astfel de plan, prin consolidarea într-un cadru unitar a direcțiilor și măsurilor deja operaționalizate prin *Planul de Dezvoltare RET 2024–2033* și prin programele de eficiență energetică. Calendarul adoptării unui plan de tranziție dedicat va fi stabilit după finalizarea etapelor interne de evaluare și armonizare cu cerințele ESRS și cu evoluțiile cadrului de reglementare aplicabil.

Impactul, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri (SBM-3)

Transelectrica se confruntă cu provocări semnificative, dar și oportunități strategice în tranziția energetică. Prin gestionarea eficientă a riscurilor financiare, tehnologice și climatice, Compania urmărește să valorifice investițiile în infrastructură, eficiență energetică și digitalizare, consolidându-și poziția de operator de transport modern și sustenabil. Direcțiile de adaptare și modernizare sunt operaționalizate prin instrumente de planificare și programe aprobate/implementate, în principal prin *Planul de Dezvoltare a RET 2024–2033* și prin *Programul de măsuri pentru îmbunătățirea eficienței energetice (2025)*.

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
ESRS E1	Schimbări climatice	Adaptarea la schimbările climatice		risc fizic legat de climă	Schimbările climatice și fenomenele extreme – evenimente meteorologice severe, precum furtuni sau secete, pot afecta stabilitatea infrastructurii, având impact asupra ecosistemelor locale și generând riscuri operaționale
		Atenuarea schimbărilor climatice Atenuarea schimbărilor climatice		oportunitate	Creșterea accesului la finanțări sustenabile: adoptarea unor măsuri pentru reducerea impactului asupra mediului poate facilita accesul la fonduri europene și linii de finanțare verzi
		Atenuarea schimbărilor climatice		oportunitate	Inovație tehnologică: dezvoltarea unor soluții performante/avansate pentru controlul emisiilor și gestionarea poluării poate poziționa compania ca lider în sustenabilitate în sectorul energetic
		Atenuarea schimbărilor climatice		impact	Impact pozitiv: reducerea poluării și protecția mediului, prin monitorizarea emisiilor și utilizarea unor tehnologii mai puțin poluante

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
		Atenuarea schimbărilor climatice		oportunitate	Oportunități tehnologice: investiții în tehnologii mai curate și mai sigure, contribuind la reducerea impactului asupra mediului; adoptarea de soluții inovatoare pentru gestionarea emisiilor de gaze cu efect de seră
		Atenuarea schimbărilor climatice		impact/ oportunitate	Reducerea emisiilor de GES: prin dezvoltarea infrastructurii pentru energie regenerabilă, Transelectrica contribuie la atingerea obiectivelor climatice ale României și UE
		Atenuarea schimbărilor climatice		risc de tranziție legat de climă	Costuri suplimentare: necesitatea implementării de tehnologii noi, mai puțin poluante; investiții care pot genera costuri operaționale crescute
		Atenuarea schimbărilor climatice		oportunitate	Implementarea unor soluții de monitorizare și prevenire a poluării poate îmbunătăți performanța de mediu și alinierea la standardele europene
		Eficiență		risc de tranziție legat de climă	Riscuri tehnologice: în cazul întârzierii sau eșecului unor investiții strategice, Transelectrica ar putea avea dificultăți în atingerea obiectivelor de eficiență energetică și reducere a emisiilor
		Eficiență		oportunitate	Reducerea costurilor operaționale: optimizarea consumului de energie și implementarea tehnologiilor eficiente vor reduce cheltuielile pe termen lung

Clasificarea riscurilor semnificative legate de climă: riscuri fizice vs riscuri de tranziție. În cadrul procesului de identificare a riscurilor climatice, Transelectrica clasifică riscurile semnificative legate de climă astfel:

(i) *Riscuri fizice legate de climă* – asociate creșterii frecvenței și severității evenimentelor meteorologice extreme (furtuni, vânt puternic, temperaturi ridicate, îngheț-dezgheț, secetă), care pot afecta integritatea, disponibilitatea și performanța infrastructurii RET (linii, stații, echipamente critice), cu impact asupra continuității serviciului, siguranței în exploatare și costurilor de remediere.

(iii) *Riscuri de tranziție legate de climă* – asociate evoluției cerințelor de reglementare și politicilor de decarbonizare, necesității de integrare accelerată a surselor regenerabile și de modernizare/digitalizare a rețelei, precum și riscurilor tehnologice și de implementare (întârzieri/eșec în proiecte strategice) care pot afecta atingerea obiectivelor de eficiență energetică, reducere a pierderilor și conformare la cerințele de sustenabilitate.

În perioada de raportare, evaluarea rezilienței a avut caracter calitativ și nu a inclus, la data raportării, o analiză de riscuri climatice realizată pe baza unor scenarii climatice de tip RCP/SSP și nici o modelare financiară dedicată acestora. Compania recunoaște utilitatea unui astfel de exercițiu pentru verificarea rezilienței strategiei și pentru fundamentarea mai riguroasă a riscurilor climatice. În consecință, Transelectrica are în vedere inițierea demersurilor necesare pentru realizarea unei analize de riscuri climatice pe bază de scenarii climatice, într-un orizont estimat de aproximativ 3 ani. Până atunci, elementele de planificare utilizate rămân cele integrate în Planul de dezvoltare a RET și în programele operaționale aferente.

În ceea ce privește stabilirea Țintelor de reducere a emisiilor GES (E1, E2, E4), Transelectrica nu a stabilit, în perioada de raportare, Ținte cantitative de reducere a emisiilor GES în sensul cerinței E1-4, astfel încât nu există o aliniere formală a Țintelor E1-4 cu scenariile climatice și de business.

Reziliența strategiei și a modelului de afaceri la schimbările climatice

Domeniul de aplicare al analizei rezilienței. Analiza rezilienței se aplică Rețelei Electrice de Transport și infrastructurii critice asociate, incluzând stațiile de transformare, liniile de înaltă tensiune, sistemele de telecomunicații și control al rețelei, precum și procesele de exploatare, mentenanță și investiții care susțin continuitatea serviciului.

Modul și momentul efectuării analizei. În perioada de raportare, analiza rezilienței a fost realizată ca parte a evaluării riscurilor climatice în cadrul guvernantei operaționale și al planificării investițiilor (Planul de dezvoltare RET și programe de eficiență energetică). Analiza a avut caracter calitativ și nu a inclus scenarii climatice cuantificate; concluziile au fost utilizate pentru prioritizarea măsurilor de modernizare, digitalizare și eficiență energetică, precum și pentru întărirea măsurilor de mentenanță preventivă și monitorizare.

Rezultatele analizei rezilienței. Rezultatele indică faptul că principalele vulnerabilități sunt asociate expunerii anumitor segmente ale RET la evenimente extreme (furtuni, temperaturi ridicate, îngheț-dezgheț), cu potențiale efecte asupra disponibilității și siguranței în exploatare. În același timp, riscurile de tranziție relevă necesitatea accelerării modernizării/digitalizării și a investițiilor pentru integrarea RES și reducerea pierderilor, precum și riscul asociat întârzierilor în implementarea proiectelor strategice. Ca răspuns, Compania prioritizează un portofoliu de proiecte și măsuri care sprijină reziliența și tranziția: digitalizarea stațiilor și a operării, extinderea monitorizării online și a soluțiilor smart grid, optimizarea fluxurilor și reducerea pierderilor, precum și adoptarea progresivă a tehnologiilor cu impact climatic redus (inclusiv proiecte pilot cu soluții non-SF₆).

Capacitatea de adaptare a strategiei și modelului de afaceri pe termen scurt, mediu și lung. Deși nu a fost realizată o analiză cantitativă pe scenarii, Transelectrica evaluează capacitatea de ajustare a strategiei și modelului de afaceri prin măsuri operaționale și investiționale, diferențiate pe orizonturi de timp:

- a) *Pe termen scurt*, Compania poate adapta modul de operare prin consolidarea mentenanței preventive, creșterea monitorizării și diagnosticării digitale, prioritizarea intervențiilor în zonele cu expunere ridicată și implementarea măsurilor de eficiență energetică cu efect imediat (inclusiv reducerea consumurilor interne și a pierderilor, unde este aplicabil).
- b) *Pe termen mediu*, Compania își ajustează strategia prin portofoliul de investiții din Planul de Dezvoltare RET și proiectele de modernizare/digitalizare (stații digitale, monitorizare online/smart grid, sincrofazori, reconductorări și alte investiții de creștere a capacității și flexibilității rețelei), având în vedere și integrarea RES. Această abordare permite re tehnologizări / modernizări și reduce riscurile de întreruperi și pierderi asociate.
- c) *Pe termen lung*, capacitatea de adaptare se bazează pe planificarea duratei de viață a activelor și pe modernizări care sporesc reziliența structurală a rețelei și flexibilitatea pentru tranziția energetică (inclusiv integrarea tehnologiilor emergente și reducerea treptată a dependențelor de tehnologii cu impact climatic ridicat, unde este cazul).

În privința accesului continuu la finanțare și costului capitalului, Transelectrica urmărește menținerea unui portofoliu investițional eligibil pentru mecanisme de finanțare și instrumente „verzi”/sustenabile, prin proiecte care contribuie la modernizare, eficiență energetică și digitalizare, precum și prin alinierea raportării la cerințele de sustenabilitate.

În ceea ce privește portofoliul de produse și servicii, Transelectrica, ca operator de transport, își adaptează rolul prin extinderea capacității rețelei și a capabilităților operaționale necesare integrării RES și creșterii flexibilității sistemului. Pentru forța de muncă, tranziția implică dezvoltarea competențelor pentru operare digitalizată, mentenanță bazată pe date și utilizarea tehnologiilor noi; aceste nevoi sunt abordate progresiv prin ajustarea competențelor interne în linie cu implementarea proiectelor.

Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impactului, a riscurilor și a oportunităților semnificative (IRO-1)

Procesele de identificare și evaluare a impacturilor, riscurilor și oportunităților (IRO) legate de climă sunt derulate în cadrul procesului general descris la ESRS 2 – IRO-1, inclusiv prin analiza de dublă materialitate realizată cu implicarea managementului (ședință internă), cu scopul de a asigura o reprezentare relevantă a aspectelor semnificative care influențează strategia și impactul companiei asupra mediului.

În completare, pentru tema climatică (E1), procesul este operaționalizat prin structurile și fluxurile interne relevante (operațiuni RET, mentenanță, investiții/planificare, eficiență energetică, management integrat/mediu și managementul riscurilor), iar rezultatele sunt utilizate pentru prioritizarea măsurilor de modernizare, digitalizare și eficiență energetică (inclusiv în programele anuale de eficiență energetică și în planificarea investițională).

Impacturi asupra schimbărilor climatice. Impacturile asupra schimbărilor climatice sunt analizate prin raportare la sursele de emisii GES relevante pentru operațiunile proprii, pe baza inventarului de emisii raportat conform E1-6, precum și prin identificarea ariilor de intervenție (eficiență energetică, reducerea consumurilor interne/pierderilor, gestionarea echipamentelor și a substanțelor cu potențial climatic).

În perioada de raportare, Transelectrica nu a stabilit ținte GES conform E1-4, iar procesul este în fază de consolidare pentru a permite, în perioade viitoare, definirea de ținte și traiectorii măsurabile pe baza datelor, metodologiilor și mecanismelor interne de guvernare.

Riscuri fizice legate de climă – identificare și evaluare. Transelectrica identifică pericolele climatice relevante pe termen scurt, mediu și lung și realizează un screening preliminar privind expunerea activelor și activităților, cu focalizare pe tipuri de pericole aplicabile infrastructurii RET (temperatură, vânt, apă și, unde este cazul, fenomene de masă solidă), atât sub formă cronică, cât și acută (de exemplu: valuri de căldură, furtuni, episoade de îngheț-dezghet, secetă, precipitații abundente/inundații locale).

Orizonturile de timp utilizate sunt corelate cu durata de viață a activelor și cu ciclurile de planificare și alocare de capital: scurt (1–3 ani), mediu (4–10 ani) și lung (>10 ani). Evaluarea expunerii și sensibilității este realizată preponderent calitativ, prin aprecierea probabilității, magnitudinii și duratei pericolelor și a efectelor potențiale asupra disponibilității infrastructurii, continuității serviciului, timpilor de intervenție și costurilor de remediere.

În perioada de raportare, evaluarea expunerii și sensibilității nu a inclus cartografiere geospațială sistematică la nivel de coordonate/NUTS pentru toate activele și lanțurile de aprovizionare și nu a fost informată prin scenarii climatice cu emisii ridicate (ex. SSP5-8.5/NGFS), ci s-a bazat preponderent pe analiză calitativă și informații operaționale.

Riscuri și oportunități de tranziție – identificare, expunere și sensibilitate. Transelectrica identifică riscurile și oportunitățile de tranziție pe termen scurt, mediu și lung prin analiza evoluțiilor de reglementare și politici (decarbonizare, eficiență energetică, integrarea SRE), a necesităților tehnologice (modernizare/digitalizare, flexibilitate), a dinamicii pieței și a așteptărilor stakeholderilor.

Utilizarea analizei pe bază de scenarii climatice. În perioada de raportare, Transelectrica nu a utilizat o analiză formală pe bază de scenarii climatice (nici high-emissions pentru riscuri fizice, nici scenarii 1,5°C pentru tranziție) pentru a susține identificarea și evaluarea riscurilor și oportunităților pe termen scurt, mediu și lung. Compania analizează dezvoltarea progresivă a metodologiei în raportările viitoare, inclusiv prin integrarea componentelor de scenarii climatice și a unei granularități geospațiale sporite, pe măsura disponibilității datelor.

Politici legate de atenuarea schimbărilor climatice și adaptarea la acestea (E1-2)

Transelectrica descrie politicile prin care gestionează impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative legate de schimbările climatice (atenuare și adaptare), în acord cu cadrul general de politici prezentat la ESRS 2 (MDR-P). La data raportării, abordarea este structurată printr-un set de politici și documente-cadru care stabilesc direcții, responsabilități și mecanisme de monitorizare, inclusiv:

- a) *documente de planificare și programe operațional-investiționale* (ex. Planul de dezvoltare RET 2024–2033; programe de eficiență energetică);
- b) *politica/declarația pentru Sistemul de Management Integrat* (calitate–mediu–SSM);
- c) *politica de management al riscurilor*, care susțin integrarea riscurilor climatice în guvernanță și procese.

Politicile și documentele-cadru utilizate de Transelectrica pentru gestionarea IRO semnificative legate de climă sunt puse în aplicare prin proceduri interne, roluri și responsabilități la nivel de conducere, programe anuale și monitorizare periodică (inclusiv prin KPI acolo unde sunt definiți). Politicile se aplică cu prioritate operațiunilor proprii (RET și activități de exploatare/mentenanță/investiții) și, acolo unde este relevant și fezabil, includ cerințe pentru relația cu furnizorii/contractorii (lanț valoric din amonte), prin conformare și cerințe contractuale/procedurale. În special:

- a) *Politicile pentru Sistemul de Management Integrat* (calitate–mediu–SSM) includ angajamente privind protecția mediului, prevenirea poluării, îmbunătățire continuă și conformare, constituind cadrul intern prin care sunt gestionate impacturile de mediu relevante, inclusiv cele asociate activităților cu relevanță climatică (ex. intervenții/lucrări, prevenirea incidentelor, conformare).
- b) *Politica de management al riscurilor* instituie cadrul de identificare, evaluare și tratare a riscurilor, inclusiv riscuri cu relevanță climatică (fizice și de tranziție), printr-o abordare proactivă, cu responsabilități și mecanisme de control intern.
- c) *Politicile operațional-investiționale și programele* (descrise în capitolul de mediu) susțin tranziția energetică prin modernizare/digitalizare, reducerea pierderilor și eficiență energetică, precum și gestionarea riscurilor de tranziție (cerințe de reglementare, tehnologii, finanțare).

Domeniile acoperite de politicile Transelectrica. Politicile și documentele-cadru ale Transelectrica abordează următoarele domenii:

- a) *atenuarea schimbărilor climatice* – prin direcții și măsuri de eficiență energetică (reducerea consumurilor interne și reducerea pierderilor), modernizări tehnologice și inițiative legate de reducerea impactului climatic al operării (inclusiv gestionarea gazelor izolante unde este relevant);
- b) *adaptarea la schimbările climatice* – prin integrarea riscurilor climatice în managementul riscurilor și prin măsuri operaționale și investiționale orientate către reziliența infrastructurii (mentenanță preventivă, monitorizare digitală, modernizări ale RET);
- c) *eficiența energetică* – prin politica/programul de eficiență energetică și măsuri asociate (consumuri interne, CPT, modernizări, monitorizare), reflectate în programele și raportările interne/anuale;
- d) *utilizarea energiei din surse regenerabile* – Pentru Transelectrica, domeniul vizează preponderent rolul de OTS în integrarea SRE în RET; utilizarea directă a energiei din surse regenerabile pentru consumurile proprii se aplică în măsura în care este relevantă și implementată;
- e) *altele* – politici suport relevante pentru climat, precum: managementul riscurilor (inclusiv continuitate operațională), cerințe de conformare, guvernanță și control intern, precum și cadrul de management integrat (calitate–mediu–SSM).

Acțiuni și resurse legate de politicile privind schimbările climatice (E1-3)

În acord cu ESRS 2 MDR-A, Transelectrica descrie principalele acțiuni (implementate în perioada de raportare și planificate) și resursele alocate pentru gestionarea impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative legate de atenuarea și adaptarea la schimbările climatice. Acțiunile sunt operaționalizate prin programele de eficiență energetică și prin portofoliul de investiții de modernizare/digitalizare a RET (inclusiv proiecte de tip smart grid și stații digitale), integrate în planificarea investițională și monitorizate prin raportări interne privind stadiile, termenele și finanțările.

În anul 2025, Transelectrica a implementat o serie de inițiative strategice pentru optimizarea consumului energetic și alinierea la obiectivele de eficiență energetică, incluzând:

- sprijinirea implementării proiectului STARES, care vizează realizarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și Instalații de Stocare a Energiei (ISE) destinate alimentării serviciilor interne ale stațiilor Companiei, cu finanțare din surse nerambursabile;
- actualizarea capitolului privind Eficiența Energetică și Tehnologiile Noi în Planul de Dezvoltare a RET pentru perioada 2024-2033, reflectând cele mai recente progrese și reglementări în domeniu;
- evaluarea componentelor de eficiență energetică în cadrul proiectelor de investiții derulate, pentru asigurarea unei infrastructuri sustenabile și optimizate energetic;
- întocmirea anuală a „Programului de îmbunătățire a eficienței energetice”, care stabilește măsuri pe termen scurt, mediu și lung pentru reducerea consumului și creșterea performanței operaționale;
- întocmirea „Declarației de consum” și a „Chestionarului de analiză energetică”, raportate la consumul energetic al anului precedent, în conformitate cu cerințele reglementărilor naționale și europene.

Acțiuni principale în anul de raportare și acțiuni planificate. Acțiunile de atenuare sunt prezentate pe pârgii de decarbonizare, relevante pentru un operator de transport (reducerea pierderilor, eficiență energetică, digitalizare și flexibilitate operațională), iar acțiunile de adaptare urmăresc creșterea rezilienței infrastructurii la fenomene meteo extreme.

Atenuare – pârgii de decarbonizare:

- *reducerea pierderilor și optimizarea funcționării rețelei* prin modernizări de linii și stații și prin investiții care cresc capacitatea și eficiența energetică (inclusiv intervenții cu economii estimate de energie);
- *digitalizarea și monitorizarea online (smart grid)* pentru optimizarea regimurilor de funcționare și reducerea riscurilor operaționale (ex.: proiecte de monitorizare online pentru LEA 400 kV, sistem național de sincrofazori, stații digitale);
- *tehnologii cu impact climatic redus* (acolo unde este fezabil tehnic), inclusiv proiecte pilot orientate către reducerea impactului asupra mediului și soluții non-SF₆ în proiecte de rețehnologizare.

Adaptare – creșterea rezilienței (exemple de acțiuni):

- modernizări și rețehnologizări care cresc robustețea infrastructurii;
- mentenanță preventivă și supraveghere tehnică sporită prin digitalizare/monitorizare (ca măsuri suport pentru reducerea vulnerabilităților la evenimente climatice extreme).

Soluții bazate pe natură (NBS): în perioada de raportare, nu au fost identificate acțiuni materiale de atenuare bazate pe natură care să fie raportabile ca pârgie principală de decarbonizare pentru activitățile Transelectrica (OTS); abordarea este centrată pe modernizare, eficiență energetică și digitalizare.

Rezultatele acțiunilor de atenuare. Rezultatele acțiunilor de atenuare sunt urmărite în principal prin indicatori energetici (economii estimate de energie / reducerea consumurilor), care constituie baza pentru determinarea reducerilor de emisii aferente consumului de energie.

În perioada de raportare, Programul de eficiență energetică prezintă exemple de măsuri puse în funcțiune (PIF august 2024–august 2025), cu costuri de investiție și economii anuale estimate (tep) atât pentru consumurile interne din stații, cât și pentru CPT în RET.

Reducerea emisiilor de GES (tCO₂e) asociată acestor economii energetice este cuantificată consecvent prin metodologia și factorii de emisie utilizați în inventarul de emisii (E1-6). În perioada curentă, reducerea GES este urmărită la nivel de inventar, iar defalcarea completă „pe acțiuni” (tCO₂e realizat/preconizat pentru fiecare măsură) este tratată etapizat, pe măsura consolidării datelor și a trasabilității între proiecte/măsuri și emisiile raportate.

Resurse – CapEx și OpEx și corelări

- *CapEx (investiții):* resursele alocate pentru implementarea acțiunilor sunt reflectate în portofoliul de proiecte de dezvoltare și digitalizare a RET. Situația centralizată a proiectelor DTEETN indică o valoare totală aprobată/actualizată a portofoliului de aprox. 1,61 mld. lei, incluzând proiecte relevante pentru tranziția climatică și reziliență (monitorizare online tip smart grid, stații digitale, DigiTEL Green, sincrofazori, modernizări linii), cu stadii, procente de finanțare și PIF estimate.

- **OpEx (cheltuieli operaționale):** OpEx aferent implementării/operării acțiunilor (de ex. mentenanță, servicii, monitorizare, funcționare curentă) este gestionat prin bugete operaționale și programe anuale; componenta detaliată este reflectată în situațiile financiare în liniile și notele aferente cheltuielilor de exploatare și întreținerii.

Cheltuielile de capital și operaționale aferente acțiunilor descrise sunt reflectate în situațiile financiare ale Companiei, în conformitate cu politicile contabile aplicabile, în cadrul elementelor aferente investițiilor și cheltuielilor de exploatare. Corelarea acestor valori cu indicatorii-cheie de performanță prevăzuți de Regulamentul delegat (UE) 2021/2178 (KPI Taxonomie privind veniturile/CapEx/OpEx eligibile și aliniate) este prezentată în secțiunea dedicată raportării Taxonomiei UE. Dacă este cazul, planificarea investițională pe termen mediu și lung (CapEx plan) care susține implementarea acțiunilor este prezentată, de asemenea, în cadrul raportării privind Taxonomia UE, în corelare cu instrumentele interne de planificare investițională ale Companiei.

Măsuri de eficiență energetică pe termen scurt, mediu și lung

Investiții. În perioada de raportare și în cadrul implementării Planului de Dezvoltare a RET 2024–2033, Transelectrica prioritizează investiții care susțin creșterea capacității de interconexiune transfrontalieră și consolidarea interconectivității cu rețelele statelor vecine, în linie cu planificarea ENTSO-E. În paralel, proiectele din PDRET vizează întărirea rețelei pentru integrarea noilor capacități de producere din zonele Dobrogea și Moldova (predominant RES și nuclear), facilitând tranziția energetică și operarea în condiții de siguranță și stabilitate. Complementar, Compania derulează proiecte de modernizare și digitalizare pentru optimizarea fluxurilor și reducerea pierderilor/consumurilor specifice, cu efecte pozitive asupra eficienței operaționale și fiabilității RET. Aceste direcții sunt susținute de Programul anual de îmbunătățire a eficienței energetice (măsuri pe termen scurt, mediu și lung), elaborat în conformitate cu obligațiile legale aplicabile și reflectat în instrumentele interne de planificare (Plan de Administrare/Plan de Management).

MĂSURI DE EFICIENȚĂ ENERGETICĂ PROGRAMATE,								
inclusiv reparații și acțiuni de modernizare sau re tehnologizare								
1	Măsuri pe termen scurt, de tipul fără cost sau cu cost minim, care nu implică investiții majore							
	Descrierea măsurii	Termenul de aplicare - 2025	Estimarea duratei de recuperare	Costul aplicării măsurii	Economia de energie		Economia de cost	Cost specific economie de energie
			[ani]	[mii lei]	[MWh/an]	[tep / an]	[mii lei / an]	[lei/ MWh]
	Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	2025	10	106.822,53	46	3,96	21,78	2.322.228,91
	LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET - Etapa I	2025	8	62.100,00	55	4,73	26,04	1.129.090,91
	Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud	2025	9,4	60.000,00	125	17,2	94,69	359.876,75
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I Stația 400/220/110 kV Resita	2025	8	170.000,00	176	15,14	83,33	965.909,09

MĂSURI DE EFICIENȚĂ ENERGETICĂ PROGRAMATE,								
inclusiv reparații și acțiuni de modernizare sau rețehnologizare								
	LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinas - Smardan	2025	11	324.467,22	390	33,54	184,64	863.974,36
	TOTAL		9,28	723.389,75	792	74,56	410,47	1.128.216,00
Economie de energie estimata					0,08%			

Măsurile pe termen mediu, de 2 până la 3 ani, vizând un program de investiții								
	Descrierea măsurii	Termenul de aplicare	Estimarea duratei de recuperare	Costul investiției	Economia de energie		Economia de cost	Cost specific economie de energie
			[ani]	[mii lei]	[tep / an]		[mii lei / an]	[lei / MWh]
					[MWh/an]	[tep / an]		
2	Retehnologizare stația 400/110/20 kV Smârdan	2026	7,5	136.390,00	87	7,48	41,19	1.567.701,15
	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea - etapa II	2026	11,5	128.200,00	100	8,6	47,34	1.282.000,00
	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu	2026	7,09	261.000,00	45	3,87	21,3	5.800.000,00
	Trecerea la 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stalpu inclusiv Achiziție AT 400MVA 400/220/20kV și lucrări de extindere stațiile 400kV și 220kV aferente, în stația 400/220/110kV Brazi Vest - LOT 1 - LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stalpu	2026	16	44.000,00	35	3,01	16,57	1.257.142,86
	Modernizare stație 220/110 kV Calafat	2026	15,3	68.850,00	73	6,28	34,56	943.150,68
	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu	2026	7,09	261.000,00	45	3,87	21,3	5.800.000,00
	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice, destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE 'Transelectrica' SA	2026	8	114.000,00	11.500,00	989	5.444,56	9.913,04
	Inlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 kV Draganesti Olt	2026	13,5	25.000,00	25	2,15	11,84	1.000.000,00

MĂSURI DE EFICIENȚĂ ENERGETICĂ PROGRAMATE,								
inclusiv reparații și acțiuni de modernizare sau rețehnologizare								
	Stația 220 kV Ostrovu Mare	2027	7	80.994,00	35	3,01	16,57	2.314.114,29
	Achiziția și montajul unei bobine de compensare 100 MVar în stația Porțile de Fier 400 kV	2027	9	30.000,00	56	4,82	26,51	535.714,29
	Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni	2027	9,4	95.100,00	80	6,88	37,88	1.188.750,00
	Trecerea la 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stalpu inclusiv Achiziție AT 400MVA 400/220/20kV și lucrări de extindere stațiile 400kV și 220kV aferente, în stația 400/220/110kV Brazi Vest - LOT 1 - LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stalpu; LOT 2 - Extinderea stației Brazi Vest (inclusiv AT4)	2027	16	118.000,00	95	8,17	44,98	1.242.105,26
	Stația 400 kV Stalpu și Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlpu	2027	7	128.000,00	125	10,75	59,18	1.024.000,00
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz	2027	2,7	200.000,00	250	21,5	118,36	800.000,00
	TOTAL		9,79	1.690.534,00	12.551,00	1079,39	5942,15	1.768.899,40
	Economie de energie estimată				1,09%			

	Măsurile pe termen lung, de 3 până la 6 ani, vizând un program de investiții							
	Descrierea măsurii	Termenul de aplicare	Estimarea duratei de recuperare	Costul investiției	Economia de energie		Economia de cost	Cost specific economie de energie
			[ani]	[mii lei]				[lei / MWh]
					[MWh/an]	[tep / an]	[mii lei / an]	
3	Trecerea la 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stalpu inclusiv Achiziție AT 400MVA 400/220/20kV și lucrări de extindere stațiile 400kV și 220kV aferente, în stația 400/220/110kV Brazi Vest - Statia 400 kV Teleajen și rețehnologizare stația 110 kV	2028	16	162.000,00	95	8,17	44,98	1.705.263,16

MĂSURI DE EFICIENȚĂ ENERGETICĂ PROGRAMATE,								
inclusiv reparații și acțiuni de modernizare sau rețehnologizare								
	Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală	2029	11	414.342,93	150	12,9	71,02	2.762.286,20
	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara	2028	8,6	212.000,00	50,58	4,35	23,95	4.191.379,99
	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad, (etapa III)	2028	12	1.855.000,00	125	10,75	59,18	14.840.000,00
	Montare AT1 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220 kV Roșiori + Montare sistem de comandă control protecție în stația 400/220 kV Roșiori	2028	12	101.550,00	95	8,17	44,98	1.068.947,37
	LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanta Nord - Medgidia Sud	2028	12	134.600,00	125	10,75	59,18	1.076.800,00
	Retehnologizare stația 110 kV Medgidia Sud	2028	19	91.810,00	35	3,01	16,57	2.623.142,86
	Retehnologizare stația 110 kV Arad și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Stația 400 kV Arad (etapa III)	2029	12	61.670,00	50	4,3	23,67	1.233.400,00
	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Gutinaș - Dumbrava	2029	9	46.500,00	40	3,44	18,94	1.162.500,00
	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru	2029	9	21.100,00	40	3,44	18,94	527.500,00
	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Fântânele - Ungheni	2029	9	12.800,00	40	3,44	18,94	320.000,00
	Echiparea circuitului 2 a LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan	2029	5	179.000,00	80	6,88	37,88	2.237.500,00
	Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori	2029	15	486.290,00	210	18,06	99,42	
	Stație 220/110 kV de injecție din LEA 220 kV Baia Mare Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara)	2029	15	37.325,00	75	6,45	35,51	497.666,67
	Înlocuire Trafo 1 și Trafo 7 stația Cluj Est	2030	9,5	86.340,00	50			

MĂSURI DE EFICIENȚĂ ENERGETICĂ PROGRAMATE,								
inclusiv reparații și acțiuni de modernizare sau retehnologizare								
	Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele	2030	18	27.800,00	43	3,7	20,36	646.511,63
	Stație 400/110 kV Bistrita de injecție din LEA 400kV Suceava - Gădălin în RED	2030	15	71.000,00	60	5,16	28,41	1.183.333,33
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap circuitul 2	2030	9	17.500,00	65	5,59	30,77	269.230,77
	Realizare LEA 400 kV Nadab - Bekescaba circuitul 2 și lucrări conexe în stația 400 kV Nadab	2030	7	16.000,00	65	5,59	30,77	246.153,85
	Transformator 400/110 kV Calea Aradului	2030	16	27.470,00	35	3,01	16,57	784.857,14
	Retehnologizare stația 400 / 110 kV Dârste	2030	16	97.550,00	45	3,87	21,3	2.167.777,78
	Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Medgidia Sud	2030	11,5	30.500,00	45	3,87	21,3	677.777,78
	Instalare trafo 3 nou 400/110 kV Smardan	2030	9,5	30.500,00	45	3,87	21,3	677.777,78
	Înlocuire trafo 2 400/110 kV stația Smârdan	2030	9,5	9.300,00	45	3,87	21,3	206.666,67
	Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Magurele - Ghizdaru	2030	9	41.500,00	40	3,44	18,94	1.037.500,00
	Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Magurele - Craiova Nord	2030	9	73.500,00	40	3,44	18,94	1.837.500,00
	Reconductorare LEA dc 220 kV Bucuresti Sud - Ghizdaru (fără racordul Mostiștea)	2030	9	73.000,00	40	3,44	18,94	1.825.000,00
	Reconductorarea axului 220 kV Urechești -Târgu Jiu Nord - Paroșeni - Baru Mare - Hășdat	2030	9	46.000,00	40	3,44	18,94	1.150.000,00
	Reconductorarea LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița	2030	9	68.400,00	60	5,16	28,41	1.140.000,00
	LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanta Nord - Medgidia Sud		12	138.200,00	125	10,75	59,18	1.105.600,00
	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3)	2030	9,5	51.000,00	50	4,3	23,67	1.020.000,00
	Înlocuire AT 220/110 kV Stupărei	2030	12	19.560,00	45	3,87	21,3	434.666,67
	LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap circuitul 2	2030	9	17.500,00	65	5,59	30,77	269.230,77
	Realizare LEA 400 kV Nadab - Bekescaba circuitul 2 și lucrări conexe în stația 400 kV Nadab	2030	7	16.000,00	65	5,59	30,77	246.153,85
	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Fântânele - Ungheni	2030	9	12.800,00	40	3,44	18,94	320.000,00
	Înlocuire AT 220/110 kV Stupărei	2030	12	19.560,00	45	3,87	21,3	434.666,67

MĂSURI DE EFICIENȚĂ ENERGETICĂ PROGRAMATE,							
inclusiv reparații și acțiuni de modernizare sau re tehnologizare							
	TOTAL	11,19	4.806.967,93	2.363,58	198,97	1.095,34	1.527.258,56
Econome de energie estimata				0,20%			

	Centralizator masuri planificate		Estimarea duratei de recuperare	Cost investitional	Economia de energie		Economia de cost	Cost specific economie de energie
			[ani]	[mii lei]	[MWh / an]	[tep / an]	[mii lei / an]	[lei / MWh]
1	Măsuri pe termen scurt, de tipul fără cost sau cu cost minim, care nu implică investiții majore		9,28	723.389,75	792	74,56	410,47	1.128.216,00
2	Măsuri pe termen mediu, de 2 până la 3 ani, vizând un program de investiții		9,79	1.690.534,00	12.551,00	1.079,39	5.942,15	1.768.899,40
3	Măsuri pe termen lung, de 3 până la 6 ani, vizând un program de investiții		11,19	4.806.967,93	2.363,58	198,97	1.095,34	1.527.258,56
TOTAL			10,1	7.220.891,68	15.706,58	1.352,92	7.447,96	1.474.791,32

Proiecte de eficiență energetică – tehnologii noi și digitalizare

Strategiile europene pentru tranziția energetică urmăresc creșterea ponderii energiei din surse regenerabile și modernizarea rețelelor prin tehnologii avansate, astfel încât sistemul electroenergetic să funcționeze mai eficient, mai flexibil și mai sigur. În acest context, pentru Transelectrica este esențială accelerarea inovației tehnologice, deoarece dezvoltarea și adoptarea de tehnologii noi pentru echipamentele de rețea, precum și utilizarea instrumentelor digitale de modelare și operare, contribuie la optimizarea fluxurilor de energie, la reducerea pierderilor și la creșterea performanței energetice a RET.

Complementar digitalizării, portofoliul de eficiență energetică include măsuri tehnice cu efect direct asupra pierderilor și consumurilor (de ex. reconductorări, echipamente de tip FACTS/compensare, soluții pentru servicii interne – inclusiv FV+stocare – și platforme de management energetic/EMS-SCADA).

Proiecte de interes privind utilizarea tehnologiilor noi, cu impact asupra eficienței operaționale și energetice		
Instalații/dispozitive pentru reglajul circulațiilor de putere activă (limitarea congestiilor)	Aplicațiile infoTehnic (infoStații_BDU, infoLEA, Măsurători, ITI etc.) + bază de date tehnică + interoperabilitate	Platforma Națională de Sincrofazori (PMU) conectată la IPDE
Optimizează distribuția fluxurilor de putere pe coridoare, reducând supraîncărcările și necesitatea de „ocolire” a fluxurilor pe trasee mai lungi/mai pierzătoare.	Crește calitatea și disponibilitatea datelor tehnice despre active, ceea ce permite planificare mai bună a mentenanței și a investițiilor (înlocuirea componentelor cu pierderi ridicate, reducerea intervențiilor neplanificate).	Crește observabilitatea în timp real a sistemului (stare, stabilitate, oscilații), permițând operarea mai aproape de limitele tehnice în condiții de siguranță, fără marje excesive care pot induce ineficiențe.
Diminuează pierderile tehnice prin evitarea circulațiilor neoptime și menținerea funcționării în zone de randament mai bun ale rețelei.	Susține decizii operative și de exploatare bazate pe date (setări, regimuri de funcționare, prioritizarea lucrărilor), cu efect indirect de reducere a pierderilor și a consumurilor interne.	Îmbunătățește detecția timpurie a instabilităților și a evenimentelor, reducând riscul de avarii/întreruperi și necesitatea de măsuri preventive „conservatoare” (care pot crește pierderile).
Reduce necesitatea de măsuri operative costisitoare (redispecerizare/limitări), crescând eficiența funcționării SEN în condiții de integrare RES.	Interoperabilitatea cu alte aplicații reduce erorile și timpii de procesare, îmbunătățește coordonarea și contribuie la eficiența proceselor de exploatare și management al activelor.	Sprijină integrarea RES și coordonarea transfrontalieră (prin schimb de date), ceea ce poate reduce congestiile și poate optimiza fluxurile în rețele interconectate.

Efectele măsurilor sunt urmărite prin monitorizarea consumurilor și indicatori energetici (inclusiv instrumente de tip M&T și M&V, în vederea cuantificării economiilor), iar unde este aplicabil sunt definiți KPI specifici pentru servicii interne și CPT.

Mediu. La nivelul Transelectrica, la implementarea proiectelor sau studiilor noi se utilizează PO TEL 29.04 – Elaborarea programelor de management de mediu și PO TEL 29.03 – Stabilirea, implementarea și menținerea obiectivelor de calitate, mediu și securitate și sănătate în muncă, proceduri care cuprind acțiuni, responsabili și termene menite să asigure atingerea obiectivelor și țințelor de mediu.

Totodată, se elaborează anual un „Program de Management de Mediu și Protecția mediului” care cuprinde acțiunile și lucrările necesare pentru atingerea obiectivelor și țințelor de mediu ale Companiei, inclusiv termenele, resursele necesare și personalul responsabil pentru implementarea programului. Crearea și utilizarea acestui program este importantă pentru implementarea, menținerea și îmbunătățirea sistemului de management de mediu din Companie. Activitățile și lucrările cuprinse în program sunt expuse pe larg la ESRS E2-2 – Acțiuni și resurse legate de poluare.

Transelectrica definește și aplică măsuri preventive și corective în scopul reducerii impactului instalațiilor și activităților sale asupra mediului. Diversitatea condițiilor de mediu pentru fiecare amplasament al instalațiilor RET (linii electrice aeriene, stații electrice de transformare și conexiune, clădiri) determină, în diverse etape (proiectare, construcție, operare și dezafectare) ale fiecărei instalații, impacturi de mediu specifice. Astfel că măsurile preventive și corective sunt definite pentru fiecare caz în parte pentru condițiile existente pe fiecare amplasament.

Principalele acțiuni și măsuri realizate pentru prevenirea și /sau limitarea impactului asupra mediului:

- elaborare documentații și depunere dosare pentru autorizarea / reautorizarea obiectivelor din gestiunea Companiei din punct de vedere al protecției mediului și pentru gospodărirea apelor

- executare lucrări de construcție sau mentenanță a rețelilor de canalizare pentru ape uzate menajere și/ sau pluviale; montare separatoare apă-ulei la cuvele echipamentelor cu ulei și la platformele de depozitare; montare fose septice; construcție platforme betonate pentru depozitarea temporară a echipamentelor și deșeurilor; mentenanță a echipamentelor cu ulei sau SF6 pentru prevenirea scurgerilor; vopsitorie a stâlpilor liniilor electrice aeriene (LEA) în culori adecvate peisajului; defrișare/ întreținere coridoare de siguranță pentru LEA; refacere/amenajare teren pentru aducerea la starea inițială (după finalizarea lucrărilor).
- achiziții servicii privind:
 - i. monitorizarea calității apelor uzate din stațiile și sediile Companiei și propunerea de soluții de reducere a poluării conform cerințelor din autorizațiile de mediu și de gospodărire a apelor;
 - ii. monitorizarea emisiilor de poluanți în atmosferă (zgomot, câmp electric și magnetic, emisii poluante, concentrațiile de ozon); valorile obținute pentru parametrii determinați au fost analizate și interpretate, rezultând concluzii privind nivelul emisiilor de poluanți și încadrarea în valorile limită admise de legislație;
 - iii. colectarea, sortarea, transportul și valorificarea/eliminarea deșeurilor.

Mentenanță. Abordarea sustenabilă a mentenanței vizează optimizarea întregului ciclu de viață al echipamentelor, de la achiziție până la dezafectare. Implementarea conceptului de sustenabilitate în activitatea de mentenanță reprezintă un avantaj pe termen lung, care aduce beneficii atât pentru Companie, cât și pentru mediu.

Importanța conceptului de sustenabilitate în activitatea de mentenanță este dată de:

- *reducerea impactului asupra mediului:* prin utilizarea reciclării materialelor, reducerea consumului de resurse, precum și prin gestionarea corespunzătoare a deșeurilor, activitățile de mentenanță pot contribui semnificativ la protejarea mediului;
- *utilizarea eficientă a fondurilor destinate activității de mentenanță:* o abordare sustenabilă poate duce eficientizarea utilizării fondurilor destinate activității de mentenanță pe termen lung, prin prelungirea duratei de viață a echipamentelor, reducerea numărului de intervenții și optimizarea consumului de resurse;
- *îmbunătățirea imaginii Companiei:* companiile care implementează practici sustenabile sunt percepute ca fiind mai responsabile social și pot atrage clienți și investitori conștienți de impactul asupra mediului.

Ținte legate de atenuarea schimbărilor climatice și adaptarea la acestea (E1-4)

În perioada de raportare, Transelectrica nu a stabilit ținte cantitative de reducere a emisiilor de GES în sensul cerinței E1-4. În schimb, Compania utilizează ținte non-GES și ținte de proces pentru a gestiona impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative legate de climă, în special în domeniile eficienței energetice și rezilienței operaționale. Totodată, Transelectrica are în vedere dezvoltarea cadrului necesar pentru definirea și adoptarea unor ținte cuantificabile de reducere a emisiilor de GES, corelate cu obiectivele Acordului de la Paris privind limitarea încălzirii globale la 1,5°C. În acest scop, Compania urmează să analizeze opțiunile metodologice disponibile și să inițieze demersurile necesare, cu perspectiva adoptării unor astfel de ținte într-un orizont estimat de aproximativ 3 ani.

1. Eficiență energetică – ținte operaționale (mitigare, indirect):

În Planul de Administrare sunt stabilite ținte multianuale pentru reducerea consumului intern de energie electrică (MWh), ca indicator de mediu cu relevanță pentru diminuarea amprentei de carbon asociate consumului de energie.

Ținte privind consumul intern de energie electrică

Categorie	Indicator	UM	2025	2026	2027	2028
Indicatori de mediu	Consumul intern de energie electrică ¹⁵	MWh	45.849	45.207	44.574	43.950

Acest indicator are un impact direct asupra amprentei de carbon a Companiei. Reducerea consumului intern de energie prin măsuri de eficiență energetică contribuie la diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră. În plus, utilizarea surselor regenerabile pentru consumul propriu poate sprijini tranziția către un model energetic mai sustenabil.

2. Guvernanță și managementul riscurilor – țintă de proces

Transelectrica menține ca obiectiv de guvernanță existența și aplicarea cadrului intern de management al riscurilor (inclusiv integrarea riscurilor climatice relevante), ca suport pentru identificarea, evaluarea și tratarea riscurilor fizice și de tranziție, contribuind la continuitatea operațională și la reziliența pe termen lung.

Ținte privind politicile de gestionare a riscurilor

Indicator	2025	2026	2027	2028	2029
Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor	DA	DA	DA	DA	DA

Indicatorul exprimă menținerea/aplicarea și actualizarea periodică a cadrului intern de management al riscurilor (inclusiv integrarea riscurilor climatice relevante) pe durata mandatului.

Politicile de gestionare a riscurilor sunt esențiale pentru adaptarea la schimbările climatice, deoarece permit Companiei să identifice, să evalueze și să atenueze riscurile legate de fenomene extreme, cum ar fi furtunile, valurile de căldură sau variațiile de temperatură care pot afecta infrastructura energetică. Integrarea riscurilor climatice în strategiile de business și operaționale contribuie la reziliența pe termen lung a companiei.

3. Adaptare/reziliență – ținte de performanță operațională (legătură climatică indirectă)

Compania urmărește menținerea unui nivel ridicat al execuției Planului Anual de Mentenanță, cu o țintă de minimum 90% realizare anuală (2024–2028). Deși indicatorul nu este o țintă GES, acesta sprijină reziliența infrastructurii RET prin prevenirea avariilor, reducerea vulnerabilității la evenimente climatice extreme și limitarea pierderilor energetice asociate incidentelor și funcționării neoptime. Grupul Transelectrica analizează relevanța alegerii anului 2024 ca an de referință.

¹⁵ Consum electric propriu.

Categorie	Indicator	Date primare	Formula
Nefinanciar 1	Gradul de realizarea PAM	Mentenanța realizată din planul anual de mentenanță	$\text{Grad realizare PAM} = \frac{\text{Activități de mentenanță realizate} * 100}{\text{Activități planificate în Planul de mentenanță anual}}$

Indicator	2024	2025	2026	2027	2028
Realizarea PAM	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%	90.0%

Deși gradul de realizare a planului de mentenanță are o legătură indirectă cu schimbările climatice, acesta joacă un rol esențial în prevenirea avariilor și optimizarea funcționării infrastructurii energetice, contribuind astfel la creșterea rezilienței sistemului de transport al energiei electrice. Printr-o mentenanță riguroasă și eficientă, se reduc riscurile asociate evenimentelor climatice extreme, se minimizează pierderile de energie și se asigură continuitatea și siguranța în alimentarea consumatorilor. Totodată, un sistem de transport bine întreținut poate facilita integrarea surselor regenerabile, sprijinind tranziția către un mix energetic mai sustenabil și contribuind astfel, indirect, la atenuarea schimbărilor climatice.

Totodată, Transelectrica desfășoară acțiuni concrete pentru reducerea impactului asupra mediului, inclusiv modernizarea infrastructurii, optimizarea eficienței energetice și implementarea unor măsuri de reducere a emisiilor (a se vedea Acțiuni și resurse legate de politicile privind schimbările climatice (E1-3) - Măsuri de eficiență energetică pe termen scurt, mediu și lung, unde este evidențiată economia de energie în urma investițiilor efectuate).

Pe măsură ce procesul de analiză și evaluare a impactului avansează, se vor defini indicatori relevanți și ținte măsurabile, aliniate la cerințele de sustenabilitate și reglementările europene în domeniu. Cu toate acestea, pentru a contribui la atenuarea schimbărilor climatice, Grupul își propune, astfel cum rezultă și din Planul de dezvoltare RET:

- reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră – implementarea de măsuri pentru prevenirea și reducerea emisiilor de SF₆ și CO₂;
- modernizarea infrastructurii energetice – investiții în echipamente și materiale cu impact redus asupra mediului, care contribuie la reducerea emisiilor și îmbunătățirea eficienței energetice;
- optimizarea pierderilor de energie – implementarea soluțiilor tehnologice avansate pentru reducerea pierderilor prin efectul Corona și îmbunătățirea randamentului rețelei de transport;
- integrarea surselor regenerabile în rețea – dezvoltarea de soluții pentru creșterea capacității de integrare a energiei din surse regenerabile, reducând astfel dependența de combustibili fosili.

În acord cu tendințele la nivel european, în cadrul acțiunilor de modernizare și rețehnologizare se urmărește implementarea echipamentelor care să aibă un impact mai redus asupra factorilor de mediu. Prevenirea și reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră se realizează prin utilizarea de echipamente presurizate închise/sigilate, prin asigurarea serviciilor de mentenanță a echipamentelor conform programărilor și de asemenea prin monitorizarea emisiilor.

Din perspectiva mentenanței RET, eficiența energetică a rețelei electrice de transport este un obiectiv important pentru Companie și pentru societate în general. Utilizarea rațională a conceptului de eficiență energetică, juxtașus altor concepte (utilizarea tehnologiilor moderne în activitatea de mentenanță, optimizarea stocului de securitate, etc.) pot conduce la utilizarea eficientă a fondurilor destinate activității de mentenanță, îmbunătățirea fiabilității rețelei la reducerea impactului asupra mediului.

Eficiența energetică este influențată de mai mulți factori, printre care starea echipamentelor, configurația rețelei electrice și condițiile meteorologice. Echipamentele electrice cu durata de viață depășită sau care nu au beneficiat de mentenanță conform reglementărilor pot conduce la pierderi semnificative de energie. De asemenea, configurația rețelei de transport al energiei electrice joacă un rol esențial, factori precum lungimea liniilor aeriene, tensiunea de operare, precum și tipul și numărul conductoarelor având un impact direct asupra pierderilor de energie. În plus, condițiile meteorologice nefavorabile, precum înghețul sau furtunile, pot afecta performanța rețelei și amplifica pierderile energetice.

Pentru a sprijini atenuarea schimbărilor climatice și adaptarea la efectele acestora, este esențială implementarea unor măsuri eficiente de mentenanță a infrastructurii energetice. O abordare proactivă, bazată pe mentenanță preventivă și utilizarea tehnologiilor avansate, contribuie semnificativ la reducerea pierderilor de energie, creșterea eficienței operaționale și diminuarea impactului asupra mediului. Prin optimizarea proceselor de întreținere și modernizarea strategiilor de diagnosticare, se poate îmbunătăți reziliența rețelelor electrice în fața condițiilor climatice extreme, asigurând în același timp un consum mai responsabil de resurse.

Țintele propuse vizează nu doar eficientizarea operațională, ci și un angajament pe termen lung pentru sustenabilitatea sectorului energetic.

- reducerea pierderilor de energie prin mentenanță preventivă – implementarea și respectarea periodică a serviciilor și lucrărilor de mentenanță conform reglementărilor tehnice (NTI-TEL-R-001-2007), eliminând neconformitățile și punctele calde care contribuie la pierderi energetice;
- creșterea eficienței energetice prin strategii proactive de mentenanță – implementarea unei strategii de mentenanță care pune accent pe mentenanța preventivă, reducând riscul apariției avariilor accidentale și minimizând necesitatea intervențiilor corective, care implică un consum ridicat de energie;
- optimizarea proceselor de mentenanță prin utilizarea tehnologiilor avansate – implementarea metodelor moderne de diagnosticare, precum inspecția multispectrală, termoviziunea, cromatografia și monitorizarea online a instalațiilor complexe, pentru prevenirea defecțiunilor și optimizarea performanței echipamentelor;
- creșterea rezilienței infrastructurii energetice la schimbările climatice – asigurarea unei rețele electrice mai stabile și sustenabile prin aplicarea unor practici avansate de mentenanță care să reducă vulnerabilitatea sistemului la fenomene meteorologice extreme;
- reducerea amprente de carbon prin eficientizarea proceselor de mentenanță – optimizarea resurselor utilizate în activitățile de întreținere, reducând astfel consumul de energie și contribuind la atingerea obiectivelor de decarbonizare.

Prin implementarea conceptului de eficiență energetică se pot atinge următoarele obiective:

- reducerea costurilor – pierderile de energie activă (înregistrate atât în stațiile electrice dar mai ales pe LEA) reprezintă costuri directe pentru Companie. Prin reducerea acestor pierderi, se pot obține economii semnificative;
- reducerea impactului asupra mediului – prin diminuarea pierderilor de energie, se reduce și emisia de gaze cu efect de seră asociată cu producția de energie electrică.

Consumul de energie și mixul energetic (E1-5)

Transelectrica adoptă o strategie activă pentru eficientizarea consumului propriu de energie, aliniindu-se reglementărilor naționale și europene și obiectivelor de sustenabilitate. În acest sens, Compania implementează anual Declarația de consum total de energie și Chestionarul de analiză energetică (transmise către autoritatea de reglementare pentru anul precedent), precum și Programul de îmbunătățire a eficienței energetice, care include măsuri pe termen scurt, mediu și lung pentru optimizarea utilizării resurselor.

Consumul total de energie în operațiunile proprii (MWh)

Consumul de energie al Transelectrica este dominat de **energia electrică**, structurată în:

- **Consum propriu tehnologic (CPT)** în RET, determinat ca diferența dintre energia introdusă și energia extrasă din RET (monitorizat conform Ordinului ANRE nr. 12/2016);
- **Consum de energie electrică pentru regie** (servicii interne în stațiile RET și sedii administrative).

În tabelul de mai jos este prezentată o situație comparativă a indicatorului CPT din rețeaua RET în perioada 2024-2025.

Anul	2024	2025
Consumul propriu tehnologic în RET (GWh)	949	883

CPT – evoluție și stimulente de reglementare. Pentru consumul propriu tehnologic (CPT) și pentru consumul de energie electrică al OTS, altul decât CPT (Regie – consumul serviciilor interne din stațiile electrice RET și consumul sediilor administrative), cadrul de reglementare ANRE prevede elemente de stimulare financiară în sensul reducerii consumului. Pentru consumul propriu tehnologic (CPT) se aplică ținte % descrescătoare stabilite de ANRE pentru scopul recunoașterii costurilor în tariful de transport.

Dezagregarea consumului total pe surse: fosil / nuclear / regenerabil. Transelectrica întocmește anual și transmite către autoritatea competentă (ANRE) „*Declarația de consum total anual de energie*” și „*Chestionarul de analiză energetică a consumatorului de energie*”, precum și Programul anual de îmbunătățire a eficienței energetice, în cadrul obligațiilor aplicabile consumatorilor mari de energie. În perioada de raportare, consumul energetic aferent operațiunilor proprii este dominat de energia electrică achiziționată din rețea, pentru care dezmembrarea completă în funcție de sursa primară (fosil / nuclear / regenerabil) este în mod obișnuit determinată în cadrul raportărilor specifice către autoritatea de reglementare, pe baza informațiilor disponibile la momentul raportării și a metodologiilor aplicabile.

Dezagregarea consumului de energie din surse fosile. Transelectrica desfășoară o activitate economică încadrată ca sector cu impact climatic ridicat. Compania realizează dezagregarea consumului de energie în cadrul raportărilor specifice către ANRE („*Declarația de consum total anual de energie*” și „*Chestionarul de analiză energetică a consumatorului de energie*”), unde consumurile de combustibili/carburanți sunt colectate și raportate pe categorii.

Consumul de energie și mixul energetic (Mwh)	2024	2025
(1) Consumul de combustibil din cărbune și produse pe bază de cărbune (Mwh)	-	-
(2) Consumul de combustibil din țiței și produse petroliere (Mwh)	8.346	8.215
(3) Consumul de combustibil din gaze naturale (Mwh)	440	571
(4) Consumul de combustibil din alte surse fosile (Mwh)	-	-
(5) Consumul de energie electrică, căldură, abur și răcire achiziționate sau obținute din surse fosile (Mwh)	280.720	295.199
(6) Consumul total de energie din surse fosile (calculat ca suma rândurilor 1-5) (Mwh)	289.507	303.985
<i>Ponderea surselor fosile în consumul total de energie (%)</i>	30,04%	32,94%
(7) Consumul din surse nucleare (Mwh)	182.946	191.774
<i>Ponderea consumului din surse nucleare în consumul total de energie (%)</i>	18,99%	20,78%
(8) Consumul de combustibil din surse regenerabile, inclusiv biomasă (cuprinzând inclusiv deșeuri industriale și municipale de origine biologică, biogaz, hidrogen din surse regenerabile etc.) (Mwh)	-	-
(9) Consumul de energie electrică, căldură, abur și răcire achiziționate sau obținute din surse regenerabile (Mwh)	491.165	427.217
(10) Consumul de energie din surse regenerabile, altele decât combustibilii, din producție proprie (Mwh)	-	-
(11) Consumul total de energie din surse regenerabile (calculat ca suma rândurilor 8-10) (Mwh)	491.165	427.217
<i>Ponderea surselor regenerabile în consumul total de energie (%)</i>	50,97%	46,29%
Consumul total de energie (calculat ca suma rândurilor 6,7 și 11) (Mwh)	963.617	922.976

Grupul nu utilizează contracte de tip PPA și nu a achiziționat sau vândut separat certificate de origine degрупate de energia electrică.

De asemenea, Grupul nu utilizează biomasă pentru producerea de energie – nu au fost generate emisii biogene de CO₂ în Scop 2.

Intensitatea energetică (consumul total de energie per venit net) – sectoare cu impact climatic ridicat. Transelectrica furnizează informații privind intensitatea energetică, definită astfel: consumul total de energie (MWh) raportat la veniturile nete. Conform cerințelor ESRS, indicatorul se calculează numai pe baza:

- *numărătorului:* consumul total de energie aferent activităților din sectoare cu impact ridicat (MWh);
- *numitorului:* venitul net aferent serviciului de transport + venitul net din piața de echilibrare (lei) + venitul net din servicii de sistem

	2024	2025
Consum total de energie (MWh)	963.617	922.976
din care: activități cu impact climatic ridicat (MWh)	963.617	922.976
Venituri nete utilizate pentru calcularea intensității GES (mii RON)	7.623.458	5.513.251
Venituri nete (alte) (mii RON)	-	-
Total venituri nete (în situațiile financiare) (mii RON)	7.623.458	5.513.251
Intensitate energetică (MWh/ mii RON venituri nete)	0,13	0,17

Emisiile brute de GES de categoriile 1, 2, 3 și emisiile totale de GES (E1-6)
Indicatori incluși în Scope 1, Scope 2 și Scope 3 și metodologii de calcul

<https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2025>

Scope 1

Conform definiției cuprinse în reglementările europene, Scope 1 reprezintă emisiile directe de gaze cu efect de seră (GES) care provin din surse ce sunt deținute sau controlate direct de către o organizație. Conform reglementărilor europene și standardelor EFRS, definiția poate fi rezumată astfel:

- **Emisii directe:** Se referă la emisiile rezultate din procesele fizice (de exemplu, arderea combustibililor fosili, procese industriale) care au loc în instalațiile sau vehiculele deținute și operate de organizație.
- **Control direct:** Emisiile provenite de la sursele asupra cărora organizația are control operațional și/sau proprietate.

Pe cale de consecință, am ales să includem în Scope 1 următorii indicatori relevanți pentru Transelectrica, cu metodologiile de calcul aferente:

- **Emisiile generate de consumul de combustibil la nivelul parcului auto**
 - Calculate prin metodologia de tip DEFRA 2025
 - Formula de bază: Emisii (tCO₂e) = Consum (litri) x Factor de emisie (kg Co₂/litru)/ 1000
- **Emisiile rezultate din utilizarea SF₆ (pierderi în atmosferă)**
 - Calculate prin metodologia de tip DEFRA 2025
 - Formula de bază: Emisii (tCO₂e) = Masa SF₆ emisă (la instalare, la utilizare și la eliminare)(kg) x Factor de emisie (kgCo₂/kg)/ 1000

- **Emisiile fugitive rezultate din echipamentele de climatizare (scurgeri de agent refrigerant)**

Calculate prin metodologia de tip DEFRA 2025

Formula de bază: Emisii (tCO₂e) = Masa emisii fugitive (la instalare, la utilizare și la eliminare) (kg) x Factor de emisie (kg Co₂/kg)/ 1000

- **Emisiile generate de consumul de gaz ce au la bază contracte de furnizare cu terți;**

- Calculate luând în considerare consumul de gaz natural din contractele de furnizare și aplicând factori de emisii specifici, conform cu metodologia de tip DEFRA 2025/
- Formula de bază: Emisii (tCO₂e) = Consum (m³) x Factor de emisii (kg Co₂e/m³)/ 1000

Scop 2

Scop 2 se referă la emisiile indirecte de gaze cu efect de seră care provin din consumul de energie achiziționată de o organizație, cum ar fi electricitatea sau gazul produse de o sursă externă. Conform reglementărilor europene și standardelor EFRS, definiția poate fi rezumată astfel:

- **Emisii indirecte:** Acestea nu sunt emise direct de activitățile organizației, ci rezultă din producerea energiei pe care o consumă.
- **Achiziție de energie:** Include energia electrică, termică, sau sub formă de abur, generată în afara organizației, dar care se consumă pentru desfășurarea activităților acesteia.
- **Responsabilitate:** Organizația este responsabilă pentru raportarea acestor emisii, chiar dacă nu le produce efectiv, deoarece alegerile privind sursele de energie influențează impactul climatic total.

Astfel, am ales să includem în Scope 2 următorii indicatori relevanți pentru Transelectrica:

- **Emisiile rezultate din utilizarea energiei electrice sub formă de CPT (Consum propriu tehnologic) –** pentru calculul emisiilor a fost ales factorul de emisie național, comun, Market - Based, respectiv Location - Based
- Calculate luând în considerare cantitatea de energie achiziționată pentru CPT de către Transelectrica și folosind metodologia de tip DEFRA 2025
- Formula de bază: Emisii (tCO₂e) = Energie consumată (MWh) x factor de emisie național (kg CO₂e/MWh)/ 1000.
- **Emisiile generate de consumul de energie electrică ce au la bază contracte de furnizare cu terți –** pentru calculul emisiilor au fost utilizați factorii de emisie corespunzători fiecărei etichete energetice ai respectivilor furnizori;
- Calculate luând în considerare consumul de energie electrică din contractele de furnizare și aplicând factori de emisii specifici, conform cu metodologia de tip DEFRA 2025
- Formula de bază: Emisii (kg CO₂e) = Consum (MWh) x Factor de emisii (kg Co₂e/ MWh)

Scop 3

Scop 3 se referă la toate emisiile indirecte de gaze cu efect de seră care apar ca rezultat al activităților Grupului și nu provin din surse deținute sau controlate direct. Conform reglementărilor europene și standardelor EFRS, definiția poate fi rezumată astfel:

- **Emisii indirecte extinse:** Acestea includ emisiile rezultate din lanțul valoric al organizației, producția de bunuri și servicii, transport, distribuție, utilizarea produselor, până la tratarea deșeurilor și alte activități conexe.
- **Surse externe:** Spre deosebire de Scope 1 și Scope 2, sursele emisiilor din Scope 3 nu sunt deținute sau controlate direct de organizație, dar activitățile sale au o influență semnificativă asupra acestor emisii.
- **Importanță pentru evaluarea completă:** Incluzând Scope 3, organizațiile pot obține o imagine mai completă a impactului lor asupra mediului, evidențiind oportunitățile de reducere a emisiilor pe parcursul întregului lanț de valoare.

Emisiile Scope 3 au fost calculate conform GHG Protocol Corporate Value Chain (Scope 3) Standard, utilizând o combinație de metode în funcție de disponibilitatea datelor. Procentul Nu s-au folosit date primare pentru calculul emisiilor de Scop 3. Toate estimările au fost facute prin metode spent-based.

Categoriile din Scop 3, din amonte, relevante pentru Grupul Transelectrica sunt:

- **Categoria 1.** Bunuri și servicii achiziționate – Categoria include emisiile din amonte (adică, de la bază la poartă) provenite din producția de produse achiziționate sau achiziționate de Grup în anul de raportare. Produsele includ atât bunuri (produse tangibile), cât și servicii (produse netangibile).
- **Categoria 2.** Bunuri de capital achiziționate - Categoria include toate emisiile din amonte (adică, de la început până la sfârșit) provenite din producția de bunuri de capital achiziționate sau achiziționate de Grup în anul de raportare. Emisiile provenite din utilizarea bunurilor de capital de către Grup sunt contabilizate fie în scop 1 (de exemplu, pentru utilizarea combustibilului), fie în scop 2 (de exemplu, pentru utilizarea energiei electrice), mai degrabă decât în scop 3. Produsele includ atât bunuri (produse tangibile), cât și servicii (produse netangibile).
- **Categoria 3.** Activități legate de combustibil și energie neincluse în scop 1 sau 2 - Categoria include emisiile legate de producția de combustibili și energie achiziționate și consumate de Grup în anul de raportare, care nu sunt incluse în scop 1 sau 2
- **Categoria 4.** Transport și distribuție în amonte - Categoria include emisii provenite din:
 - Transportul și distribuția produselor achiziționate în anul de raportare, între furnizorii de nivel 1 ai Grupului și propriile operațiuni în vehicule care nu sunt deținute sau operate de Grup (inclusiv transportul multimodal în care mai mulți transportatori sunt implicați în livrarea unui produs, dar excluzând produsele de combustibil și energie)
 - Servicii de transport și distribuție de la terți achiziționate de Grup în anul de raportare

(fie direct, fie printr-un intermediar), inclusiv logistica de intrare, logistica de ieșire (de exemplu, a produselor vândute) și transportul și distribuția de la terți între propriile instalații ale Grupului

- **Categoria 5.** Deșeuri generate din operațiuni – include emisiile din tratarea deșeurilor rezultate din activitatea de mentenanță și rețehnologizare
- **Categoria 6.** Călătorii de afaceri – include emisiile rezultate din călătoriile în interes de business și transportul angajaților pentru activități profesionale cu mijloace de transport care nu se află în proprietatea Companiei (transport aerian)
- Categoria 7.** Naveta angajaților - Categorie include emisiile provenite din transportul angajaților între locuințele lor și locurile lor de muncă

Categoriile din Scop 3, în aval, relevante pentru Grupul Transelectrica sunt:

- **Categoria 13.** Bunuri închiriate în aval - Categoria include emisiile provenite din exploatarea activelor deținute de Grup (care acționează ca locator) și închiriate altor entități în anul de raportare care nu sunt deja incluse în scop 1 sau 2. Această categorie se aplică locatorilor (adică companiilor care primesc plăți de la locatari).
- **Categoria 15.** Investiții - Categoria include emisiile de scop 3 asociate cu investițiile Grupului în anul de raportare, care nu sunt deja incluse în domeniul 1 sau domeniul 2.

Cinci categorii Scop 3 nu au fost incluse în inventarul aferent anului 2025: 3.8 Active închiriate în amonte, 3.9 Transport în aval, 3.10 Prelucrarea produselor vândute, 3.12 Tratatamentul produselor vândute la sfârșitul ciclului de viață, și 3.14 Francize. Excluderea este determinată de lipsa relevanței acestora pentru modelul actual de afaceri.

Metodologiile de calcul pentru emisiile din scop 3 pentru fiecare categorie au fost următoarele:

Categoria 1

Emisiile indirecte generate în urma proceselor de producție a bunurilor sau a prestării serviciilor achiziționate de filialele Grupului Transelectrica au fost calculate pe baza cheltuielilor înregistrate în contabilitate. Calculul a fost realizat utilizând factorii de emisie publicați de CEDA.

- Formula de bază: Emisii (tCO₂e) = Cheltuiala pe tipuri de bunuri/ servicii (RON) x factor de emisie CEDA (kg CO₂e/ RON)/ 1000

Categoria 2

Emisiile indirecte generate în urma proceselor de producție a bunurilor sau a prestării serviciilor achiziționate de filialele Grupului Trasnelectrica au fost calculate pe baza cheltuielilor capitalizate înregistrate în contabilitate. Calculul a fost realizat utilizând factorii de emisie publicați de CEDA.

- Formula de bază: Emisii (tCO₂e) = Cheltuiala capitalizată pe tipuri de bunuri/ servicii (adiție de mijloc fix tangibil/ intangibil în an) (RON) x factor de emisie CEDA (kg CO₂e/ RON)/ 1000

Categoria 3

Emisiile au fost calculate individual pentru combustibilii utilizați (motorină, benzină și gaze naturale) și pentru energia electrică, utilizând următorii factori de emisie:

1. Pentru combustibilii fosili (motorină, benzină și gaze naturale), emisiile din amonte (WTT) au fost calculate utilizând factorii de emisie publicați de DEFRA pentru anul 2025.
Formula de bază: Emisii (tCo2e) = Consum (litri sau m3) x Factor de emisie (kg Co2/litru)/ 1000
2. Calculul emisiilor din amonte (WTT) asociate activităților de extracție și transport a materiei prime pentru producerea energiei electrice pierdute în rețeaua de transport și distribuție (WTT of T&D loss) a fost realizat prin cele două metode recomandate "location based" și "market based", utilizând factorul de emisie calculat pe baza formulei de calcul publicate de DEFRA în metodologia proprie menționată anterior, pornind de la valoarea factorului de emisie național pentru 2024.
Formula de bază: Emisii (tCo2e) = (Factor de emisie național (g/ kWh) x 0.2419)/ 1,000,000
3. Calculul emisiilor din amonte (WTT) asociate activităților de extracție și transport a materiei prime pentru energia electrică achiziționată de filialele Grupului Transelectrica pentru consum propriu, a fost realizat prin ambele metode de calcul recomandate "location based" și "market based", utilizând factorul de emisie calculat pe baza formulei de calcul publicate de DEFRA în metodologia proprie, utilizând ultima valoare disponibilă a factorilor de emisie specifici furnizorilor de la s-au efectuat achizițiile conform etichetelor energetice (2024)
Formula de bază: Emisii (tCo2e) = Σ (Factor de emisie specific furnizorul (g/ kWh) x 0.2419)/ 1,000,000

Categoriile 4, 6 și 7

Emisiile indirecte generate de transportul și distribuția în amonte, călătoriile de afaceri ale angajaților filialele Grupului Transelectrica, precum și naveta acestora au fost calculate pe baza cheltuielilor înregistrate în contabilitate în conturile 624 „Cheltuieli cu transportul de bunuri și de personal” și 625 „Cheltuieli cu deplasări, detașări și transferări”. Calculul a fost realizat utilizând factorii de emisie publicați de CEDA.

- Formula de bază: Emisii (tCO2e) = Cheltuiala în an (RON) x factor de emisie CEDA (kg CO2e/ RON)/ 1000

Categoria 5

Emisiile rezultate din operațiunile de gestionare a deșeurilor realizate de companii specializate au fost calculate utilizând factorii de emisie publicați de DEFRA în 2025, pentru fiecare categorie de deșeu generată de filialele Grupului Transelectrica, ținând cont de modalitatea de eliminare și valorificare pentru fiecare în parte.

- Formula de bază: Emisii (tCo2e) = Masă (tone) x Factor de emisii (kg Co2e/tonă)

Categoria 13

Emisiile indirecte generate de bunurile închiriate în aval au fost calculate pe baza veniturilor înregistrate în contabilitate în conturile 624 „Cheltuieli cu transportul de bunuri și de personal” și 625 „Cheltuieli cu deplasări, detașări și transferări”. Calculul a fost realizat utilizând factorii de emisie publicați de CEDA.

- Formula de bază: Emisii (tCO₂e) = Venit în an (RON) x factor de emisie CEDA (kg CO₂e/ RON)/ 1000

Categoria 15

Emisiile indirecte generate de investiția Grupului în alte companii care nu intră în consolidare și care pot fi regăsite în lista de imobilizări financiare din situațiile financiare consolidate. Calculul a fost realizat utilizând factorii de emisie publicați de CEDA.

- Formula de bază: Emisii (tCO₂e) = Σ (% de deținere de Grup în companie în anul de raportare x Cifra de afaceri a afiliatului în anul de raportare (RON) x factor de emisie CEDA (kg CO₂e/ RON)/ 1000)

Modificări metodologice și comparabilitate

În 2025 metodologia de calcul pentru Scope 1, Scope 2 și Scope 3 a fost modificată față de anul precedent și sursele de emisii au fost reanalizate, după cum urmează:

- Pentru scope 1 și 2 ghidurile IPCC au fost înlocuite cu baza de date DEFRA;
- Pentru Scope 3, în 2025 au fost calculate și categoriile 3.1 Bunuri și servicii achiziționate, 3.2 Bunuri de capital, 3.3 Activități combustibili/ energie (excl. S1, S2), 3.7 Naveta angajaților, 3.13 Active închiriate în aval și 3.15 Investiții;
- Categoria 3.4 Transport și distribuție în amonte a fost reanalizată și ghidurile IPCC au fost înlocuite cu baza de date CEDA
- Pentru categoriile 3.5 Deșeuri generate în operațiuni și 3.6 Călătorii de afaceri, ghidurile IPCC au fost înlocuite cu DEFRA

Motivarea schimbării a fost determinată de granularitatea sectorială mai ridicată și de factorii de emisie mai reprezentativi pentru anul de raportare, în conformitate cu recomandările GHG Protocol. Datele aferente anului 2024 au fost recalculat cu aceeași metodologie, astfel încât seria 2024 - 2025 este comparabilă, fără discontinuități.

Nu au fost înregistrate emisii biogene de CO₂ în nicio categorie. La data raportării, nu au fost identificate evenimente semnificative care să influențeze material inventarul de emisii.

**Tabel referitor la emisiile defalcate pentru fiecare elemente luat în calculul Scope-urilor
Transelectrica**

	2024 raportat	2024 retratat	2025	% 2025/2024
Emisii de GES de categoria 1				
Emisii brute de GES de categoria 1 emisii (tCO2 echivalent)	234.624	5.282	5.477	104%
Procent din categoria 1 Emisiile de GES provenite din sistemele de comercializare reglementată a certificatelor de emisii (%)	0%	0%	0%	0%
Emisii de GES de categoria 2				
Emisii brute de GES de categoria 2 bazate pe amplasament (tCO2 echivalent)	11.919	164.431	164.298	100%
Emisiile brute de GES de categoria 2 bazate pe piață (tCO2 echivalent)	11.919	164.431	164.454	100%
Emisii semnificative de GES de categoria 3				
1. Bunuri și servicii achiziționate	-	33.579	10.548	31%
2. Bunuri de capital	-	65.727	68.050	104%
3. Activități legate de combustibili și de energie Activități (neincluse în categoria 1 sau categoria 2)	-	164.431	40.510	25%
4. Transport și distribuție în amonte	11.832.045	355 *)	338*)	95%
5. Deșeuri generate în cadrul operațiunilor	524	823.796	1.229.290	149%
6. Călătorii de afaceri		-	-	0%
7. Naveta angajatului	59	-	-	0%
8. Active închiriate în amonte		-	-	0%
9. Transport în aval		-	-	0%
10. Prelucrarea produselor vândute		-	-	0%
11. Utilizarea produselor vândute		-	-	0%
12. Tratatamentul produselor vândute la sfârșitul ciclului de viață		-	-	0%
13. Active închiriate în aval		26	37	139%
14. Francize				
15. Investiții		405.788	348.590	86%
Emisiile totale de GES				
Emisiile totale de GES (bazate pe amplasament) (tCO2 echivalent)	12.079.171	1.663.416	1.867.138	112%
Emisiile totale de GES (bazate pe piață) (tCO2 echivalent)	12.079.171	1.663.416	1.867.294	112%

*) Calculul valorii este unul estimativ pe metoda spend-base și este aferent categoriilor 3.4 Transport și distribuție în amonte, 3.6 Călătorii de afaceri și 3.7 Naveta angajaților

Intensitatea emisiilor de GES

Intensitatea emisiilor de GES se calculează ca raport între totalul emisiilor brute (Scope 1, 2 și 3) și veniturile nete ale companiei.

	2024 (tCO ₂ e)	Intensitatea emisiilor 2024	2025 (tCO ₂ e)	Intensitatea emisiilor 2025	Intensitatea emisiilor % 2025/ 2024
Scope 1	5.282	0,00069	5.477	0,00099	1,43
Scope 2 - Location based	164.431	0,02157	164.298	0,02980	1,38
Scope 2 - Market based	164.431	0,02157	164.454	0,02983	1,38
Scope 3	1.493.703	0,19594	1.867.138	0,33866	1,73

	2024	2025
Venituri nete din activități cu impact climatic ridicat (mii RON)	7.623.458	5.513.251
Venituri nete (alte) (mii RON)	-	-
Total venituri nete (în situațiile financiare) (mii RON)	7.623.458	5.513.251

Absorbții de GES și proiecte de atenuare a emisiilor de GES finanțate prin credite de carbon (E1-7)

În anul 2025, Transelectrica nu a dezvoltat proiecte care generează absorbții sau stocare de GES (tCO₂e) în operațiunile proprii și nu a contribuit la astfel de proiecte în lanțul valoric din amonte sau din aval. De asemenea, Transelectrica nu a finanțat proiecte de atenuare în afara lanțului valoric prin achiziție/anulare de credite de carbon și nu a făcut publice afirmații de

Proiectele de modernizare, digitalizare și eficiență energetică (ex. reducerea CPT, proiecte de tip CEF + stocare pentru servicii interne, optimizarea fluxurilor prin tehnologii smart-grid) conduc la reduceri ale emisiilor brute prin reducerea consumului energetic și sunt prezentate în E1-3 (Acțiuni și resurse) și reflectate în E1-6 (Emisii GES), nefiind încadrabile la E1-7.

Stabilirea prețului intern al carbonului (E1-8)

Având în vedere specificul activității sale, Compania are nevoie de o analiză internă detaliată, precum și de acordul ANRE, în calitate de autoritate de reglementare. Transelectrica nu aplică în prezent sisteme interne de stabilire a prețului carbonului. Cu toate acestea, Transelectrica intenționează ca pe viitor să analizeze în detaliu posibilitatea implementării unei metodologii robuste și transparente, menită să reflecte riscurile și costurile viitoare asociate emisiilor de carbon.

Acest proces necesită o perioadă de analiză și consultare, astfel că implementarea conform ESRS nu poate fi realizată, din mai multe considerente:

- *necesitatea unei analize interne detaliate* – dat fiind specificul activității, Transelectrica trebuie să evalueze impactul unui astfel de sistem asupra operațiunilor sale, a strategiilor de investiții și a tarifelor reglementate;

- *necesitatea aprobării ANRE* – ca operator de transport și sistem în sectorul energiei electrice, Transelectrica este supusă reglementărilor impuse de ANRE. Orice mecanism intern de stabilire a prețului carbonului ar putea avea implicații asupra tarifelor de transport și, implicit, asupra consumatorilor și pieței energiei. Prin urmare, este necesar un dialog cu autoritatea de reglementare pentru a obține un acord clar privind fezabilitatea și aplicabilitatea unui astfel de sistem;
- *complexitatea metodologiei* – Standardele ESRS impun o raportare riguroasă și aliniată cu practicile europene de contabilizare a impactului climatic. Dezvoltarea unei metodologii robuste și transparente, care să reflecte corect riscurile și costurile viitoare asociate emisiilor de carbon, necesită timp pentru definirea indicatorilor relevanți, testarea modelelor și alinierea la bunele practici internaționale;
- *lipsa unui cadru intern existent* – în prezent, Transelectrica nu dispune de un sistem intern de stabilire a prețului carbonului, ceea ce înseamnă că trebuie să construiască acest mecanism de la zero. Acest proces include formarea unei echipe dedicate, stabilirea metodologiei, testarea și validarea acesteia, precum și integrarea în procesele decizionale și de raportare;
- *alinieră la cadrul legislativ și politicile naționale* – evoluția legislației europene și naționale în materie de taxare a carbonului și integrarea aspectelor ESG în sectorul energetic trebuie luate în considerare. Implementarea prematură a unui astfel de sistem, fără un cadru clar de reglementare la nivel național, ar putea genera incertitudini și riscuri financiare pentru Companie.

Pe cale de consecință, stabilirea prețului intern al carbonului va fi abordată în perioada următoare, dar într-un mod prudent și etapizat pentru a asigura conformitatea cu standardele și reglementările în vigoare.

De asemenea, filialele Teletrans și Smart nu aplică în prezent sisteme interne de stabilire a prețului carbonului.

Efectele financiare anticipate ale riscurilor fizice și de tranziție semnificative și ale oportunităților potențiale legate de climă (E1-9)

În anul de raportare 2025, Transelectrica a identificat riscuri climatice semnificative (fizice și de tranziție) și oportunități potențiale în cadrul proceselor de management al riscurilor și de analiză a materialității. Cu toate acestea, în perioada de raportare, Compania nu dispune de o cuantificare financiară robustă a efectelor anticipate care să îndeplinească caracteristicile calitative ale informațiilor utile (comparabilitate, verificabilitate și reprezentare fidelă), întrucât nu a fost implementată încă o metodologie completă de: (i) cartografiere geospațială a expunerii activelor la pericole climatice, (ii) evaluare monetară a activelor/veniturilor expuse pe orizonturi de timp și (iii) integrare a scenariilor climatice în modelarea financiară. În consecință, raportarea pentru E1-9 este furnizată în mod calitativ, în linie cu posibilitatea de introducere treptată prevăzută în appendicele C la ESRS 1, astfel cum a fost modificat prin Regulamentul delegat (UE) 2025/1416.

Riscuri fizice semnificative – efecte financiare anticipate. Riscurile fizice (de exemplu, fenomene meteo extreme) pot genera efecte financiare prin deteriorarea activelor, întreruperi ale funcționării, creșterea costurilor de mentenanță și reparații și posibile investiții suplimentare pentru creșterea rezilienței. În anul 2025, Compania nu prezintă valori monetare și proporții (%) ale activelor sau veniturilor nete expuse la risc fizic (acut/cronic) pe termen scurt, mediu și lung, și nici localizarea activelor expuse la nivel de granularitate cerut, deoarece aceste elemente sunt în curs de dezvoltare metodologică și de colectare/validare a datelor.

Riscuri de tranziție semnificative – efecte financiare anticipate. Riscurile de tranziție pot genera efecte financiare prin costuri de conformare, necesitatea accelerării investițiilor de modernizare/digitalizare, riscuri de întârziere a proiectelor, potențiale modificări în costul capitalului și posibile obligații/ajustări contabile în funcție de evoluțiile de reglementare și tehnologice. În anul 2025, Compania nu prezintă valori monetare și proporții (%) ale activelor/veniturilor expuse la riscuri de tranziție pe termen scurt, mediu și lung, nu prezintă defalcarea valorii contabile a activelor imobiliare pe clase de eficiență energetică și nu cuantifică datoriile potențiale asociate tranziției, deoarece metodologia și datele necesare pentru o cuantificare credibilă sunt în curs de dezvoltare.

Reconcilierea cu situațiile financiare. În anul 2025, întrucât Compania nu raportează cuantificări monetare ale activelor/veniturilor/ datoriilor expuse la riscuri climatice, nu se aplică reconcilierea cu elementele-rânduri sau notele explicative din situațiile financiare. Compania va include reconcilierii în perioadele următoare, odată cu disponibilitatea cuantificărilor.

Oportunități legate de climă – efecte financiare anticipate. Transelectrica consideră că oportunitățile legate de climă pot rezulta, în principal, din modernizarea și digitalizarea infrastructurii, reducerea pierderilor, creșterea eficienței energetice, accesarea finanțărilor sustenabile și rolul în integrarea surselor regenerabile. Pentru anul 2025, Compania nu cuantifică efectele financiare ale oportunităților (economii de costuri sau modificări ale veniturilor), întrucât o astfel de cuantificare nu ar îndeplini, în această etapă, caracteristicile calitative ale informațiilor utile.

2. Poluarea (E2 1-6)

Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impactului, a riscurilor și a oportunităților semnificative (IRO-1)

Procesul de identificare și evaluare a impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative în ceea ce privește poluarea se desfășoară în conformitate cu procedurile interne de management al riscurilor și protecția mediului, având la bază reglementările naționale și europene aplicabile. Procesul urmărește:

- identificarea surselor potențiale de poluare asociate operațiunilor proprii și, în măsura în care este relevant și fezabil, lanțului valoric din amonte și din aval;
- evaluarea expunerii și a potențialelor efecte asupra solului, apei și aerului;
- definirea și implementarea măsurilor de prevenire, reducere și control;
- monitorizarea și actualizarea periodică a măsurilor și a registrului de riscuri, pentru îmbunătățirea continuă a performanței de mediu.

Metodologii, ipoteze și instrumente utilizate în procesul de evaluare			
Analiza riscurilor și impactului	Audituri și evaluări de mediu	Planuri de management de mediu	Monitorizare și raportare
Proceduri standardizate de identificare a riscurilor asociate activităților operaționale, inclusiv cele derivate din mentenanță, și modernizare și extinderea infrastructurii	Audituri de mediu periodice pentru a identifica sursele de poluare, riscurile asociate și măsurile necesare pentru prevenirea impactului negativ asupra mediului	Planurile stabilesc măsuri de prevenire și reducere a poluării, precum instalarea de separatoare apă-ulei, gestionarea deșeurilor și optimizarea consumului de resurse	Transelectrica aplică un sistem de monitorizare continuă a emisiilor poluante și a impactului asupra mediului, utilizând echipamente și tehnologii de măsurare validate

Metodologii, ipoteze și instrumente utilizate în procesul de evaluare			
Analiza riscurilor și impactului	Audituri și evaluări de mediu	Planuri de management de mediu	Monitorizare și raportare
Analiza poluanților emiși (ex. SF6, emisii de gaze de ardere, scurgeri de substanțe chimice), precum și a efectelor asupra biodiversității și resurselor naturale	Măsurători ale calității aerului, apei și solului în zonele de operare, conform cerințelor reglementărilor naționale și europene	Program de monitorizare a factorilor de mediu, cu rapoarte periodice privind conformitatea cu cerințele legale	Datele colectate sunt analizate și incluse în registrul riscurilor și rapoartele anuale de sustenabilitate și conformitate

Pentru a oferi o perspectivă clară și relevantă asupra activităților desfășurate de Transelectrica, a performanțelor sale și a impactului generat, Grupul a realizat analiza dublei materialități în conformitate cu cerințele standardelor de sustenabilitate, printr-un proces care a combinat evaluarea internă cu luarea în considerare a rezultatelor dialogului și consultărilor cu părțile interesate relevante. În acest context, reprezentanții managementului au participat activ, în cadrul unei ședințe interne de lucru, la identificarea și evaluarea aspectelor esențiale care influențează atât strategia de afaceri, cât și impactul Grupului asupra mediului și societății, analiza fiind completată cu informații relevante provenite din interacțiunile și mecanismele de consultare a stakeholderilor.

Transelectrica și-a examinat amplasamentele și activitățile economice pentru a identifica impacturile, riscurile și oportunitățile reale și potențiale legate de poluare. Grupul definește și aplică măsuri preventive și corective în scopul reducerii efectelor instalațiilor și activităților sale asupra mediului. Diversitatea condițiilor de mediu pentru fiecare amplasament al instalațiilor RET (linii electrice aeriene, stații electrice de transformare și conexiune, clădiri) determină în diverse etape (proiectare, construcție și operare) ale fiecărei instalații, impacturi de mediu specifice, astfel că măsurile sunt definite pentru fiecare caz în parte, pentru condițiile existente pe fiecare amplasament.

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
ESRS E2	Poluare	Poluarea solului		impact	Impact asupra solului : scurgerile accidentale de ulei electroizolant și combustibili din echipamentele electrice sau utilaje pot contamina solul
		Poluarea solului Poluarea aerului		risc	Riscuri tehnologice/operaționale: defecțiuni ale echipamentelor care pot conduce la scurgeri accidentale de substanțe periculoase, afectând conformitatea cu reglementările privind legislația de mediu
		Poluarea solului		impact	Impact asupra solului – scurgerile accidentale de uleiuri minerale, SF6, substanțe chimice periculoase sau a altor deșeuri industriale pot polua solul, afectând ecosistemele locale și calitatea resurselor naturale
		Poluarea solului		impact	Poluarea solului – scurgerile accidentale de uleiuri industriale, combustibili și substanțe chimice utilizate în echipamente pot contamina solul afectând biodiversitatea și ecosisteme
		Poluarea solului		risc	Riscuri operaționale și de mediu: scurgeri accidentale de substanțe periculoase (ex. uleiuri, SF6), cu impact negativ asupra mediului

Conform analizei de dublă materialitate, Grupul Transelectrica a identificat impacturi și riscuri semnificative legate de poluarea solului, asociate în principal operării și mentenanței infrastructurii RET, precum și activităților de modernizare și lucrări în teren (de ex. potențiale scurgeri accidentale de uleiuri/combustibili, gestionarea substanțelor și a deșeurilor, activități de șantier). În perioada de raportare, nu au fost înregistrate incidente majore de poluare, însă Grupul tratează aceste aspecte ca fiind materiale datorită caracterului lor potențial, al obligațiilor de conformare și al necesității de a preveni impacturi asupra solului, apei și aerului.

Amplasamente unde poluarea poate fi un aspect material (operațiuni proprii și lanț valoric). În urma evaluării de materialitate, aspectele legate de poluare pot fi relevante în special pentru:

- **stațiile electrice** și platformele aferente (echipamente cu ulei, zone de retenție, separatoare apă-ulei, gestionarea apelor pluviale/uzate);
- **coridoarele LEA** și zonele de intervenție în teren (lucrări de întreținere a vegetației, acces cu utilaje, reparații punctuale);
- **amplasamente temporare de șantier** (organizări de șantier, depozități temporare, activități de construcții-montaj);
- **sedii/ateliere/depozite** (gestionare deșeuri, substanțe/consumabile, utilități).

Volumul de instalații gestionat de Transelectrica			
81 stații electrice	8834.4 km linii electrice aeriene (LEA)	216 unități principale de transformare totalizând 38058 MV	
1 stație - 750 kV	3.1 km – 750 kV	2 x 1250 MVA	2 x 63 MVA
38 stații - 400 kV	4915.2 km – 400 kV	2 x 500 MVA	9 x 40 MVA
42 stații - 220 kV	3875.6 km – 220 kV	22 x 400 MVA	24 x 25 MVA
	40.4 km – 110 kV	31 x 250 MVA	1 x 20 MVA
		81 x 200 MVA	32 x 16 MVA
		1 x 100 MVA	9 x 10 MVA

În lanțul valoric, aspectele relevante pot apărea în special în relația cu contractorii care execută lucrări și cu operatorii autorizați pentru colectare/transport/valorificare/eliminare deșeuri.

Politici legate de poluare (E2-1)

Poluarea este abordată ca un element esențial în politicile de mediu ale Grupului Transelectrica, având în vedere impactul potențial asupra mediului și sănătății publice, în acord cu rezultatele analizei de dublă materialitate.

În acest context, conducerea Grupului a stabilit politica în domeniul protecției mediului ca parte integrantă a politicii generale, orientată spre implementarea managementului mediului în întreaga structură și în toate activitățile, prin promovarea unei culturi organizaționale axate pe protecția mediului și dezvoltare durabilă.

Transelectrica a adoptat Declarația privind politica în domeniul managementului calității, mediului, securității și sănătății în muncă, având ca obiectiv menținerea unui sistem de management de mediu eficient, prevenirea și reducerea poluării, asigurarea conformității cu reglementările naționale și europene și îmbunătățirea continuă a performanței de mediu

Declarația privind Politica de management al riscurilor se aplică și aspectelor legate de poluare, întrucât include identificarea, analiza și gestionarea riscurilor operaționale și de mediu care pot afecta activitatea Grupului, inclusiv riscurile asociate exploatarei, mentenanței și modernizării infrastructurii.

În plus, politicile și direcțiile investiționale derivate din Planul de dezvoltare RET 2024–2033, precum și politicile privind eficiența energetică și digitalizarea rețelei (smart grid), includ măsuri cu efect asupra reducerii amprente de poluare prin modernizarea infrastructurii, utilizarea echipamentelor cu impact redus asupra mediului și întărirea controlului operațional (monitorizare, mentenanță, prevenirea scurgerilor, gestionarea deșeurilor).

Compania Transelectrica implementează și menține un Sistem de Management Integrat pentru calitate, mediu și securitate în muncă, conform celor mai înalte standarde internaționale: SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR EN ISO 45001:2023. Acest sistem asigură conformitatea legală, optimizarea proceselor și reducerea impactului asupra mediului, consolidând un model de operare responsabil și sustenabil.

Politicile relevante pentru poluare se aplică cu prioritate operațiunilor proprii (stații electrice, linii electrice aeriene, sedii și activități de exploatare/mentenanță/modernizare) și, acolo unde este aplicabil, includ cerințe pentru lanțul valoric din amonte și din aval (furnizori, contractori și operatori autorizați de deșeuri), prin cerințe procedurale/contractuale și obligații de conformare.

În ceea ce privește propriile operațiuni și lanțul valoric, politicile Transelectrica abordează următoarele aspecte semnificative:

- ***atenuarea impacturilor negative asupra aerului, apei și solului (prevenire și control)*** – măsuri de prevenire a contaminării și de control al surselor potențiale de poluare, inclusiv prin separatoare apă–ulei, gestionarea apelor pluviale/uzate, managementul deșeurilor (inclusiv periculoase) și cerințe pentru activitățile de șantier (organizare, depozitare temporară, praf/zgomot, conformare);
- ***reducerea/înlocuirea substanțelor care prezintă motive de îngrijorare*** – aplicarea cerințelor legale privind substanțele periculoase și minimizarea utilizării acestora acolo unde este posibil, inclusiv prin alegerea de soluții/echipamente cu impact redus și prin controlul strict al manipulării, stocării și trasabilității;
- ***evitarea incidentelor și răspuns la urgențe*** – proceduri de prevenire și intervenție în caz de poluare accidentală (notificare, limitare/izolare, colectare și remediere), instruirea personalului și a contractorilor și investigarea incidentelor pentru prevenirea recurenței.

Prin această abordare, Transelectrica urmărește reducerea amprente de poluare și îmbunătățirea performanței de mediu, în linie cu direcțiile europene privind prevenirea și reducerea poluării („Towards a Zero Pollution for Air, Water and Soil”), prin modernizare, control operațional și consolidarea guvernantei de mediu.

Acțiuni și resurse legate de poluare (E2-2)

Transelectrica implementează un Sistem de Management Integrat care include cerințe stricte privind calitatea, protecția mediului, sănătatea și securitatea în muncă. În acest sens, Compania asigură menținerea certificării conform standardelor internaționale SR EN ISO 9001:2015 pentru managementul calității, SR EN ISO 14001:2015 pentru managementul de mediu și SR EN ISO 45001:2023 pentru sănătate și securitate în muncă. Respectarea acestor cerințe garantează un cadru de operare sustenabil, reducând impactul activităților asupra mediului și asigurând condiții optime de muncă pentru angajați.

Acțiuni principale și resurse (MDR-A). În 2025, acțiunile pentru prevenirea și controlul poluării au vizat:

- menținerea conformării prin autorizări de mediu și gospodărirea apelor;
- monitorizarea factorilor de mediu și controlul surselor potențiale de poluare în stații/LEA și în lucrări de șantier;
- gestionarea deșeurilor (inclusiv periculoase) prin trasabilitate și operatori autorizați;
- prevenirea incidentelor (retenție/containment, separatoare apă-ulei, proceduri de intervenție). Resursele au inclus cheltuieli operaționale și investiții pentru protecția mediului și activități de instruire/audit.

Acțiuni planificate. Compania continuă implementarea măsurilor prevăzute în Programul de Management de Mediu și în programele de mentenanță și investiții, inclusiv extinderea/modernizarea echipamentelor de prevenire a scurgerilor, îmbunătățirea monitorizării și consolidarea cerințelor de mediu pentru contractori, în funcție de specificul fiecărui amplasament și proiect.

Activitățile și lucrările cuprinse în Programul de Management de Mediu și Protecția Mediului				
Măsurători și monitorizare	Măsuri pentru reducerea poluării aerului	Gestionarea deșeurilor și protecția solului	Reducerea impactului asupra apelor	Controlul impactului asupra biodiversității
Monitorizarea câmpului electromagnetic		Implementarea sistemelor de colectare și reciclare a deșeurilor (metal, plastic, hârtie, echipamente electrice casate)	Montarea de separatoare apă-ulei la echipamentele care conțin uleiuri electroizolante	Executarea lucrărilor de defrișare/întreținere a coridoarelor de siguranță la LEA numai în afara perioadei de vegetație și după terminarea sezonului de cuibărit al păsărilor
Evaluarea nivelului de zgomot generat de stațiile electrice și liniile de înaltă tensiune	Reducerea emisiilor de SF6 prin mentenanță preventivă și înlocuirea echipamentelor vechi cu tehnologii noi	Eliminarea substanțelor periculoase în conformitate cu reglementările de mediu	Evitarea deversărilor accidentale de uleiuri și substanțe chimice prin măsuri de mentenanță preventivă	Montarea unor dispozitive pe conductoarele de protecție ale LEA cu caracteristici care le fac vizibile pentru păsări în vederea evitării coliziunii
Monitorizarea calității solului și a apelor uzate	Utilizarea vehiculelor cu emisii reduse (EURO 5 și EURO 6)	Depozitarea temporară a echipamentelor uzate pe platforme betonate special amenajate	Construcția sau mentenanța rețelilor de canalizare pentru ape uzate menajere și/ sau pluviale	Montarea de dispozitive de îndepărtare a păsărilor pentru prevenirea riscului de electrocutare
Monitorizarea componentelor de mediu din ariile protejate de traversare a LEA		Refacerea/amenajarea terenului pentru aducerea la starea inițială (după finalizarea lucrărilor)		

Încadrarea acțiunilor în ierarhia de mitigare a poluării (AR 13). Acțiunile din Programul de Management de Mediu pot fi încadrate astfel:

- **a evita (prevenire la sursă)** – autorizări, cerințe de proiectare/organizare de șantier, controlul manipulării/stocării substanțelor, eliminarea practicilor neconforme;
- **a reduce (minimizare)** – separatoare apă-ulei, mentenanță preventivă pentru limitarea scurgerilor, monitorizare și măsurători, management deșeuri și utilizarea echipamentelor/vehiculelor cu emisii reduse;
- **a remedia/restore** – refacerea/amenajarea terenului după lucrări și măsuri de remediere în caz de incident, pentru limitarea impactului asupra solului și apei.

Acțiuni în lanțul valoric. În zonele unde impacturile/riscurile de poluare sunt generate sau amplificate de activități executate de terți, Transelectrica aplică măsuri de control în lanțul valoric, în special prin:

- cerințe de mediu incluse în documentațiile de achiziție și în contracte (obligații de conformare, management deșeuri, prevenirea incidentelor, manipularea substanțelor);
- utilizarea operatorilor autorizați pentru colectare/transport/valorificare/eliminare deșeuri și asigurarea trasabilității documentare;
- verificări/controale la execuție, după caz, pentru respectarea cerințelor de mediu în șantier.

Resurse alocate. Pentru gestionarea eficientă a poluării, Transelectrica alocă resurse semnificative pentru infrastructura și activitățile de protecție a mediului, implementând separatoare apă-ulei și fose septice în stațiile electrice, alături de sisteme de filtrare a gazelor și stații de monitorizare a poluării. Aceste măsuri contribuie la reducerea impactului asupra mediului și la conformitatea cu reglementările privind protecția resurselor naturale.

În anul 2025, cheltuielile totale pentru protecția mediului, incluse în cheltuielile de exploatare, mentenanță și investiții, au fost de 9.156.087 lei (aproximativ 1.795.839 euro), repartizate pe Sucursalele Teritoriale de Transport și Executiv.

Cheltuielile totale privind managementul și protecția mediului pentru anul 2025 au fost estimate la 11.480,470 mii lei fără TVA, repartizate pe Sucursalele Teritoriale de Transport și Executiv.

Obiectivele identificate privind managementul mediului	
Conformarea cu legislația de mediu și de gospodărirea apelor	Reducerea impactului asupra mediului
Reducerea impactului asupra solului și a apelor subterane	Prevenirea ecologică a fenomenelor naturale periculoase
Prevenirea și protecția contra producerii incendiilor forestiere	Conformarea cu cerințele legale privind transportul deșeurilor periculoase și nepericuloase pe teritoriul României
Conservarea biodiversității și habitatului	Protecția resurselor naturale și conservarea biodiversității
Gestionarea deșeurilor	Conformare cu cerințele SR EN ISO 9001:2015 SR EN ISO 14001:2015 SR EN ISO 45001:2023

Obiectivele identificate privind managementul mediului	
Reducerea impactului asupra aerului și a climei	Prevenirea și reducerea poluării apelor terestre, subterane și solului
Prevenirea poluării apei de suprafață și a pânzei freatice prin tratarea apelor uzate	Prevenirea și reducerea poluării aerului
Reabilitarea peisajului	Determinarea emisiilor și plata taxelor AFM, pentru emisii de la surse fixe
Perfecționarea managementului deșeurilor	

Obiectivele din gestiunea Companiei (stații electrice de transformare și conexiune, linii electrice aeriene, sedii, etc., autorizate sau în curs de autorizare/reautorizare) funcționează conform cerințelor legale privind protecția mediului, gradul de autorizare fiind de 100 % (8 autorizații de mediu).

Compania investește constant în modernizarea infrastructurii, urmărind reducerea pierderilor de energie și utilizarea echipamentelor cu emisii reduse, diminuând astfel amprenta ecologică a activităților sale. De asemenea, sunt dezvoltate soluții pentru reciclarea și valorificarea deșeurilor, integrând principiile economiei circulare în procesele sale operaționale. În acest sens, Transelectrica derulează lucrări cu caracter de protecția mediului incluse atât în Programul de mentenanță, cât și în Programul de investiții, asigurând astfel menținerea și îmbunătățirea performanței de mediu a infrastructurii sale.

Pentru asigurarea conformității și îmbunătățirea continuă, Transelectrica menține certificarea SR EN ISO 14001:2015 pentru managementul de mediu, Compania este auditată extern periodic pentru evaluarea respectării normelor naționale și europene și conformarea cu cerințele standardului. Totodată, Compania desfășoară studii și cercetări pentru protecția mediului, integrate în Planul de Studii și Cercetări aprobat, având ca obiectiv identificarea celor mai eficiente soluții tehnologice pentru reducerea impactului ecologic.

Prin această combinație de acțiuni și resurse, Transelectrica urmărește controlul riscurilor materiale identificate în analiza de dublă materialitate pentru poluare, menținerea conformității și reducerea amprentei de poluare în operațiunile proprii și, acolo unde este relevant, în lanțul valoric.

Ținte legate de poluare (E2-3)

În urma analizei de dublă materialitate, pentru Transelectrica, poluarea solului reprezintă tema materială în cadrul ESRS E2. În consecință, țintele prezentate mai jos vizează în principal prevenirea și controlul poluării solului (cerința 23(c)), în special în contextul operării și mentenanței infrastructurii RET și al lucrărilor de modernizare, unde pot apărea riscuri potențiale de scurgeri accidentale de uleiuri/combustibili și gestionare necorespunzătoare a substanțelor/deșeurilor.

În perioada de raportare, Transelectrica nu a stabilit încă ținte cantitative agregate de tip „kg poluant/an” pentru poluare, însă urmărește eficacitatea politicilor și acțiunilor prin ținte operaționale și de conformare (MDR-T), monitorizate prin Sistemul de Management Integrat, condițiile din autorizațiile aplicabile, verificări interne și audituri externe.

Ținte pentru poluarea solului	Descriere țintă	Obligatorii / Voluntare
Prevenirea incidentelor de poluare a solului	Menținerea obiectivului „0 incidente majore de contaminare a solului” și investigarea sistematică a oricăror evenimente/deranjamente cu potențial de poluare, pentru prevenirea recurenței (aplicabil stațiilor, lucrărilor și intervențiilor în teren).	Voluntar, susținut de obligații legale
Controlul scurgerilor și al surselor potențiale	Menținerea și, după caz, extinderea măsurilor de retenție pe amplasamente (platforme, tăvi/cuve de retenție, zone de stocare controlată) și a controalelor de mentenanță preventivă pentru echipamentele cu ulei și utilaje, pentru reducerea probabilității scurgerilor accidentale.	Obligatoriu, voluntar prin extindere
Trasabilitatea deșeurilor cu relevanță pentru sol	100% trasabilitate și predare către operatori autorizați pentru deșeurile generate (inclusiv deșeuri periculoase), precum și depozitare temporară controlată, pentru prevenirea contaminării solului.	Obligatoriu
Conformarea la condițiile din autorizații pentru amplasamente/lucrări	Menținerea conformării cu condițiile din autorizațiile de mediu și din cerințele aplicabile lucrărilor, în ceea ce privește prevenirea poluării solului (monitorizată prin verificări și audit).	Obligatoriu

Deși poluarea aerului și emisiile în apă au fost evaluate ca nemateriale conform analizei de dublă materialitate (DMA), acestea sunt gestionate în continuare prin cerințe de conformare și proceduri interne; în practică, Compania monitorizează acești factori acolo unde este aplicabil și/sau cerut prin autorizații, inclusiv prin măsurători periodice și verificări operaționale (de exemplu, monitorizarea unor parametri de mediu și a funcționării sistemelor relevante), pentru a preveni neconformitățile și a limita impacturile potențiale. De asemenea, substanțele care prezintă motive de îngrijorare sunt nemateriale conform DMA, însă sunt gestionate prin respectarea cadrului legal aplicabil privind manipularea, stocarea, etichetarea și trasabilitatea, în vederea prevenirii oricăror efecte asupra mediului.

Poluarea aerului, a apei și a solului (E2-4)

În conformitate cu cerințele legale aplicabile și cu Sistemul de Management Integrat, Transelectrica evaluează și gestionează impacturile potențiale asupra aerului, apei și solului, având în vedere specificul activităților sale de transport și dispecerizare a energiei electrice.

Conform analizei de dublă materialitate, poluarea solului este tema materială în cadrul ESRS E2 pentru Companie, fiind asociată în principal riscului de scurgeri accidentale (ulei electroizolant, combustibili și alte substanțe utilizate în exploatare/mentenanță) și activităților de modernizare/lucrări în teren. Poluarea aerului și emisiile în apă sunt evaluate ca **nemateriale** conform DMA, însă sunt gestionate prin conformare și monitorizare acolo unde este aplicabil.

Poluanți E-PRTR (Reg. (CE) nr. 166/2006). Având în vedere faptul că activitatea Transelectrica nu presupune, procese industriale care să se regăsească în Regulamentul (CE) nr. 166/2006, Compania nu raportează valori agregate ale poluanților E-PRTR emise în aer/apă/sol.

În activitatea Companiei pot apărea emisii difuze în contextul lucrărilor (pulberi în suspensie) și emisii de gaze de ardere asociate mijloacelor auto, grupurilor electrogene și instalațiilor de încălzire, precum și emisii accidentale asociate manipulării/utilizării, Compania deține contracte cu firme specializate pentru monitorizarea permanentă aer/apă, conform prevederilor legale naționale.

Emisiile de hexafluorură de sulf (SF₆) nu depășesc limita anuală admisă conform prevederilor legale. În anul 2025, nu au fost înregistrate incidente majore de poluare. Compania nu raportează valori agregate ale poluanților E-PRTR emise în aer/apă/sol la nivelul întreprinderii pentru anul 2025.

Microplastice. În anul 2025, Transelectrica nu a identificat generarea sau utilizarea de microplastice ca flux material în operațiunile proprii; prin urmare, nu sunt raportate cantități pentru acest indicator.

Context: evoluție în timp, metodologii și colectarea datelor

Schimbări în timp. Pentru tema materială (sol), Compania urmărește intern prevenirea incidentelor și controlul surselor potențiale de contaminare (echipamente cu ulei, utilaje, depozitări temporare), precum și implementarea măsurilor tehnice și operaționale asociate. În 2025, nu au fost înregistrate incidente majore de poluare a solului.

Metodologii de măsurare. Pentru poluarea solului, abordarea este preponderent preventivă și de control operațional, bazată pe inspecții/verificări, mentenanță preventivă, măsuri de retenție/containment, gestionarea controlată a deșeurilor și proceduri de intervenție în caz de scurgeri accidentale. Măsurătorile de laborator (sol/ape uzate) se efectuează acolo unde este aplicabil și/sau cerut prin autorizații ori ca urmare a unor situații specifice.

Pentru aer și apă (nemateriale conform DMA), monitorizarea se realizează în principal pentru conformare, prin măsurători periodice și verificări operaționale, acolo unde este aplicabil și/sau cerut prin autorizații (de exemplu monitorizarea funcționării sistemelor relevante și a unor parametri de mediu).

Colectarea datelor și raportarea. Transelectrica implementează un proces sistematic de monitorizare a surselor potențiale de poluare la nivel de amplasamente, în conformitate cu condițiile din autorizațiile de mediu și gospodărirea apelor. Monitorizarea este documentată prin buletine de măsurare, fișe de evaluare a aspectelor de mediu și rapoarte de monitorizare la nivel de sucursală; pe baza rezultatelor sunt elaborate planuri de măsuri cu termene și responsabili. Compania transmite periodic/anual către autoritățile competente (Agenția pentru Protecția Mediului, Garda Națională de Mediu, Administrația Națională Apele Române) datele relevante privind conformarea și monitorizarea, în linie cu cerințele legale și cu concluziile controalelor, după caz.

Notă privind metodologiile (măsurare directă vs estimări). Acolo unde nu sunt disponibile măsurători directe (de ex. anumite emisii difuze asociate activităților temporare de șantier sau transport), Compania utilizează evaluări operaționale și cerințele de conformare pentru control și prevenție; în această etapă, nu sunt raportate estimări cantitative agregate la nivel ESRS pentru poluanții E-PRTR.

Informații contextuale (DMA): aer și apă (nemateriale, dar gestionate). Deși poluarea aerului și emisiile în apă sunt evaluate ca nemateriale conform DMA, acestea sunt gestionate prin cerințe de conformare și proceduri interne, iar Compania monitorizează factorii relevanți acolo unde este aplicabil și/sau cerut prin autorizații, pentru a preveni neconformitățile și a limita impacturile potențiale.

Efectele financiare anticipate ale riscurilor și oportunităților legate de poluare (E2-6)

În anul de raportare 2025, Grupul Transelectrica aplică abordarea de introducere treptată pentru cerința E2-6, în conformitate cu ESRS 1, Apendicele C, astfel cum a fost modificat prin Regulamentul delegat (UE) 2025/1416. În consecință, Grupul poate prezenta în această etapă preponderent informații calitative privind efectele financiare anticipate ale impacturilor, riscurilor și oportunităților legate de poluare, întrucât metodologia și datele necesare pentru o cuantificare robustă (de ex. evaluări monetare ale expunerilor pe amplasamente, scenarii de incident, estimări de probabilitate/impact și reconciliere la nivel de active) sunt în curs de consolidare.

Riscuri legate de poluare – efecte financiare anticipate (calitativ).

Conform analizei de dublă materialitate, pentru Grupul Transelectrica, poluarea (cu focus pe poluarea solului) poate genera efecte financiare pe termen scurt, mediu și lung:

- pe **termen scurt**, acestea pot apărea prin costuri curente de prevenire și conformare, precum autorizări, monitorizare, mentenanța echipamentelor de prevenire a scurgerilor, gestionarea deșeurilor și audituri, precum și prin costuri de remediere în cazul unor incidente accidentale de poluare;
- pe **termen scurt până la mediu**, se pot materializa riscuri de neconformare, inclusiv amenzi sau sancțiuni, întâzieri în proiecte și costuri suplimentare generate de implementarea măsurilor solicitate de autorități;
- pe **termen mediu și lung**, efectele financiare pot fi generate de necesitatea realizării unor investiții în tehnologii și echipamente cu impact mai redus asupra mediului, menite să reducă probabilitatea incidentelor și costurile asociate acestora.

În această etapă, Transelectrica nu cuantifică în termeni monetari „efectele financiare anticipate” (ex. expuneri de active/venituri, intervale de impact), deoarece o astfel de cuantificare nu ar îndeplini încă, în mod consecvent, caracteristicile calitative ale informațiilor utile (comparabilitate și verificabilitate) și va fi dezvoltată etapizat în raportările viitoare.

Cheltuieli de funcționare și de capital aferente incidentelor majore și depozitelor. În conformitate cu derogarea prevăzută în ESRS 1 (apendicele C), Compania prezintă separat informațiile privind cheltuielile de funcționare și de capital efectuate în perioada de raportare în legătură cu incidentele majore și depozitele, acolo unde este cazul.

- *Incidente majore de poluare (2025):* în perioada de raportare, nu au fost înregistrate incidente majore de poluare; prin urmare, cheltuielile de funcționare/capital asociate incidentelor majore sunt 0 lei pentru 2025.
- *Depozite (depozite/amenajări relevante pentru poluare, dacă este cazul):* în 2025, nu au fost identificate cheltuieli de funcționare/capital asociate „depozitelor” în sensul datapoint-ului (de ex. depozite de deșeuri operate de Grup).

Cheltuieli pentru prevenirea și controlul poluării. Deși nu reprezintă cuantificarea „efectelor anticipate”, Transelectrica evidențiază resursele utilizate pentru prevenirea și controlul poluării: cheltuieli pentru protecția mediului (incluse în cheltuieli de exploatare, mentenanță și investiții) în 2025 de 9.156.087 lei (≈ 1.795.839 euro).

3. Biodiversitatea și ecosistemele (E4 1-6)

Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri (SBM-3)

Activitatea Transelectrica, în calitate de operator de transport și sistem, implică o infrastructură extinsă (LEA, stații și lucrări asociate) și interacțiune directă cu terenurile și habitatele traversate. În acord cu rezultatele analizei de dublă materialitate și cu IRO identificate pentru ESRS E4, Compania recunoaște existența unor impacturi și riscuri potențiale semnificative asupra biodiversității și ecosistemelor, asociate în principal:

- fragmentării habitatelor ca urmare a ocupării terenurilor și a gestionării vegetației în coridoarele de siguranță (defrișări/îndepărtări punctuale);
- interacțiunii infrastructurii cu avifauna, inclusiv risc de coliziune și electrocutare în zonele de migrație;
- impacturilor asociate lucrărilor (de exemplu, generare și gestionare deșeuri, respectiv riscuri de poluare accidentală), în special în zonele sensibile din punctul de vedere al biodiversității.

Interacțiunea dintre aceste IRO și strategia/modelul de afaceri se reflectă, în perioada de raportare, prin integrarea cerințelor de biodiversitate în procesele de planificare și execuție a lucrărilor și în operarea RET: utilizarea actelor de reglementare și a autorizațiilor ca instrument de management, implementarea măsurilor impuse de autoritățile competente în funcție de amplasament, precum și aplicarea măsurilor de evitare/reducere a impactului (de ex. planificarea lucrărilor în afara perioadelor sensibile de cuibărit, utilizarea dispozitivelor pentru creșterea vizibilității conductoarelor și reducerea riscului de coliziune/electrocutare, refacerea amplasamentelor după lucrări). Oportunitățile sunt asociate modernizării și adoptării de soluții tehnice și operaționale care reduc impactul asupra ecosistemelor și riscurile de neconformare/întârzieri, cu beneficii economice pe termen lung.

Amplasamente semnificative, activități cu impact negativ și zone sensibile. Pe baza IRO identificate (fragmentare habitate, deșeuri/materiale greu degradabile, riscuri de poluare accidentală, coliziune/electrocutare avifaună), amplasamentele semnificative pentru biodiversitate în operațiunile proprii sunt asociate în principal cu:

- *coridoare LEA* care traversează sau sunt în proximitatea zonelor sensibile pentru biodiversitate și/sau culoare de migrație (de exemplu, zone menționate în raport: Banat, Dobrogea, Delta Dunării);
- *stații electrice* și platforme aferente amplasate în vecinătatea habitatelor naturale/ariilor protejate;
- *amplasamente temporare de șantier* și zone de intervenție în teren asociate lucrărilor de modernizare și mentenanță în vecinătatea zonelor sensibile.

Activități cu efect negativ asupra zonelor sensibile – gestionarea vegetației în coridoarele de siguranță (defrișări/îndepărtări), lucrări de mentenanță și intervenții în teren, modernizări/construcții-montaj și organizări de șantier (inclusiv generarea/gestionarea deșeurilor), precum și operarea infrastructurii în zone de migrație (risc asupra avifaunei).

Defalcare după impacturi/dependențe și starea ecologică:

- *impacturi identificate (în linie cu IRO)* – fragmentare habitate; perturbări temporare din lucrări; riscuri asupra avifaunei (coliziune/electrocutare); impacturi asociate deșeurilor și poluării accidentale în contextul lucrărilor;
- *dependențe* – stabilitatea terenului și integritatea ecosistemelor care pot influența riscurile de eroziune/alunecări și accesul la intervenții;
- *stare ecologică/baseline* – evaluată la nivel de proiect/lucrări, prin studiile și avizele specifice (acolo unde este aplicabil), în funcție de tipul habitatului și regimul de protecție (arii naturale protejate/situri Natura 2000).

Zone sensibile și autorități competente – zonele sensibile includ arii naturale protejate și/sau situri Natura 2000 intersectate sau afectate de proiecte/lucrări. Autoritățile competente relevante sunt, după caz, autoritățile de protecție a mediului (Agenția pentru Protecția Mediului, Agenția Națională pentru Protecția Mediului), autoritatea pentru ariile naturale protejate (Agenția Națională pentru Arii Naturale Protejate) și administratorii/custozii ariilor protejate (de exemplu, Administrația Rezervației Biosferei Delta Dunării pentru zona Deltei).

Notă privind maturitatea datelor (2025): Listele cu coridoarele LEA și stațiile electrice se regăsesc în Planul de dezvoltare RET 2024-2033. Pentru anul de raportare 2025, Compania nu a consolidat încă într-un inventar centralizat la nivel de portofoliu lista exhaustivă de amplasamente cu identificatori și defalcări standardizate pe starea ecologică pentru fiecare amplasament; această consolidare este planificată etapizat, având în vedere volumul mare de amplasamente.

Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative (IRO-1)

Transelectrica aplică un proces structurat pentru identificarea și evaluarea impacturilor, riscurilor, dependențelor și oportunităților legate de biodiversitate și ecosisteme, cu obiectivul de a minimiza efectele negative ale operării și dezvoltării RET și de a integra cerințele de mediu în planificarea și execuția proiectelor. Procesul este integrat în analiza de dublă materialitate și în managementul riscurilor și se bazează pe documentațiile de mediu aferente proiectelor (studii de impact, evaluări adecvate, avize/autorizații), pe monitorizări și pe măsuri operaționale aplicate în exploatare și mentenanță.

Identificarea și evaluarea impacturilor reale și potențiale (operațiuni proprii și lanț valoric).

Transelectrica identifică și evaluează impacturi reale și potențiale asupra biodiversității, cu prioritate în operațiunile proprii (LEA, stații, lucrări de mentenanță și modernizare) și, în măsura în care este relevant și fezabil, în lanțul valoric (contractori care execută lucrări, furnizori de echipamente/servicii, operatori de deșeuri). Evaluarea include: cartografierea zonelor protejate/zonelor sensibile (acolo unde proiectele o impun), identificarea habitatelor și a speciilor vulnerabile (în special avifauna) și analiza potențialelor efecte precum fragmentarea habitatelor, perturbarea temporară în șantier și riscurile de coliziune/electrocutare.

La data raportării, procesul de cartografiere a zonelor protejate și a zonelor sensibile relevante pentru activitățile Grupului este în curs de finalizare, urmând ca informațiile consolidate privind localizarea acestora, habitatele și speciile vulnerabile relevante să fie integrate progresiv în procesul de evaluare și raportare, în concordanță cu cerințele aplicabile din ESRS E4, inclusiv AR7–AR8.

Identificarea și evaluarea dependențelor de biodiversitate și servicii ecosistemice.

Transelectrica evaluează dependențele de ecosisteme în măsura în care acestea pot influența siguranța și continuitatea operării RET. Dependențele relevante includ, de exemplu: stabilitatea terenurilor și a vegetației (care poate afecta riscurile de eroziune/alunecări și accesul la intervenții), funcțiile de reglare ale ecosistemelor (de exemplu, stabilizarea solului, drenaj natural) și condițiile ecologice care pot amplifica vulnerabilități operaționale în zone sensibile. În această etapă, evaluarea dependențelor este preponderent calitativă și este realizată în cadrul documentațiilor de mediu aferente proiectelor și în analiza riscurilor operaționale; dezvoltarea unei evaluări mai sistematice a serviciilor ecosistemice (inclusiv cele perturbate sau probabil a fi perturbate) este tratată etapizat.

Impactul asupra vegetației este determinat de ocuparea definitivă sau temporară a terenurilor și de îndepărtarea vegetației care depășește o anumită înălțime, din zonele de siguranță ale instalațiilor RET, pentru evitarea apariției incendiilor. Acest impact poate fi semnificativ doar în zonele protejate.

Identificarea și evaluarea riscurilor fizice, de tranziție și a oportunităților (pe baza impacturilor și dependențelor). În ceea ce privește evaluarea riscurilor asociate biodiversității și ecosistemelor, Transelectrica aplică un sistem de management al riscurilor care permite anticiparea și gestionarea potențialelor efecte negative.

În faza de proiectare, măsurile preventive și corective destinate unei instalații sunt stabilite pe baza studiilor de impact asupra mediului, evaluărilor adecvate și a planului de management de mediu, asigurând astfel o abordare integrată a protecției biodiversității și ecosistemelor. Aceste măsuri sunt esențiale pentru minimizarea fragmentării habitatelor naturale, reducerea riscurilor de poluare a solului și apei, precum și pentru protejarea speciilor vulnerabile din zonele afectate de infrastructură. Aplicarea acestora în timpul construcției permite controlul impactului asupra mediului încă din fazele inițiale ale proiectului, contribuind la menținerea echilibrului ecologic și la respectarea reglementărilor privind conservarea naturii.

Pe baza impacturilor și dependențelor identificate, Transelectrica evaluează:

- *riscuri fizice asociate biodiversității* (de exemplu, instabilitate a terenurilor/eroziune în proximitatea infrastructurii, evenimente care afectează vegetația și pot amplifica necesarul de intervenții);
- *riscuri de tranziție*, legate de evoluția cerințelor de reglementare și de creșterea așteptărilor privind protecția biodiversității (de ex. cerințe mai stricte pentru lucrări în arii protejate, condiții suplimentare, posibile întârzieri/costuri de conformare);
- *oportunități*, prin modernizarea infrastructurii și implementarea soluțiilor tehnice care reduc impactul asupra biodiversității (de ex. dispozitive pentru avifaună, planificarea lucrărilor în perioade optime, tehnologii/soluții cu amprentă redusă), reducând riscurile de neconformare și costurile asociate incidentelor/întârzierilor.

Riscuri sistemice. În etapa curentă, Transelectrica ia în considerare, la nivel calitativ, că pierderea biodiversității și degradarea ecosistemelor pot avea efecte sistemice (de exemplu, amplificarea vulnerabilităților la fenomene extreme, degradarea funcțiilor de stabilizare a terenurilor, creșterea presiunilor de reglementare și a restricțiilor de utilizare a terenurilor). O analiză cantitativă dedicată a riscurilor sistemice legate de biodiversitate nu a fost realizată în perioada de raportare și urmează a fi dezvoltată etapizat.

Prin aplicarea acestui proces complex de identificare, evaluare și integrare a IRO, Transelectrica își consolidează angajamentul față de protecția mediului și asigură o dezvoltare sustenabilă a infrastructurii sale, contribuind la menținerea echilibrului ecologic și la respectarea celor mai bune practici din industrie.

ESRS tematic	Trmă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descirere
ESRS E4	Biodiversitate și ecosisteme	Factorii determinanți ai impactului direct asupra declinului biodiversității	Schimbarea destinației terenurilor, schimbarea destinației apei dulci și schimbarea destinației mării	impact	Fragmentarea habitatelor naturale – construcția și mentenanța liniilor electrice aeriene (LEA) și a stațiilor de transformare necesită defrișări și modificări ale terenurilor, ceea ce poate afecta continuitatea habitatelor pentru diferite specii de animale și plante
				impact	Impact asupra biodiversității – generarea de deșeuri periculoase sau a unor materiale greu degradabile poate afecta habitatele naturale, în special în zonele în care se desfășoară lucrări de construcție și mentenanță
			Poluare	impact	Poluarea fonică și electromagnetică – generarea de zgomot și câmp electromagnetic de la liniile de înaltă tensiune poate afecta comportamentul faunei și calitatea habitatelor naturale
			Dimensiunea populației speciei	impact	Coliziunea și electrocutarea păsărilor – LEA reprezintă un pericol pentru păsările migratoare și alte specii care folosesc traseele aeriene, existând riscul coliziunilor sau al electrocutării

Consultări cu comunități afectate și evitarea impacturilor asupra serviciilor ecosistemice

Consultările relevante sunt integrate preponderent prin procesele de avizare și autorizare (inclusiv, după caz, informare/consultare publică) și prin interacțiunea cu autoritățile competente și administratorii ariilor protejate. În perioada de raportare, nu au fost derulate consultări separate, dedicate exclusiv evaluărilor de biodiversitate, în afara proceselor de reglementare asociate proiectelor/lucrărilor. Totuși, Compania a colectat puncte de vedere ale părților interesate prin mecanisme generale de consultare privind temele materiale ESG (chestionar disponibil online pe site-ul Transelectrica la secțiunea Home – Toate noutățile – https://web.transelectrica.ro/noutati/lista_noutati.html), care au inclus și aspecte relevante pentru biodiversitate și ecosisteme.

Atunci când există probabilitatea unor impacturi negative în zone sensibile sau asupra comunităților afectate (de exemplu, prin restricții temporare de acces, lucrări în teren, afectarea serviciilor ecosistemice locale), Compania aplică măsuri de evitare sau reducere la minimum stabilite prin actele de reglementare și planurile de management de mediu (de exemplu, planificarea lucrărilor în afara perioadelor sensibile, refacerea amplasamentelor, măsuri pentru avifaună). Dacă impacturile nu pot fi complet evitate, Compania urmărește minimizarea lor și aplicarea măsurilor de atenuare pentru menținerea funcționalității serviciilor ecosistemice prioritare, conform condițiilor impuse.

Amplasamente în zone sensibile și măsuri de atenuare. Transelectrica operează o infrastructură extinsă (linii electrice aeriene și stații) care se întinde pe întreg teritoriul României; în consecință, există amplasamente ale rețelei situate în interiorul sau în proximitatea unor zone sensibile din punctul de vedere al biodiversității (de exemplu arii naturale protejate și/sau situri Natura 2000), inclusiv în zone care pot coincide cu habitate naturale și culoare de migrație ale avifaunei. Activitățile asociate acestor amplasamente (operare, mentenanță, gestionarea vegetației în coridoarele de siguranță și lucrări de modernizare) pot genera impacturi potențiale precum fragmentarea habitatelor, perturbarea temporară a speciilor și riscuri pentru avifaună (coliziune/electrocutare), cu o relevanță mai ridicată în zonele protejate și în perioade sensibile (cuibărit/migrație). În perioada de raportare, Compania gestionează aceste potențiale efecte prin condițiile impuse în actele de reglementare și prin măsuri operaționale adaptate fiecărui amplasament/proiect.

La data raportării, procesul de inventariere, cartografiere și consolidare a listei locațiilor în care infrastructura Transelectrica interacționează cu sau se află în apropierea unor zone sensibile din punctul de vedere al biodiversității este în curs de finalizare. Această etapizare este determinată de dimensiunea extinsă a RET, de distribuția teritorială a infrastructurii și de necesitatea corelării informațiilor disponibile din documentațiile de reglementare, din analiza amplasamentelor și din sursele relevante privind ariile naturale protejate și siturile Natura 2000. Pe măsura finalizării acestui proces, Compania va integra în raportare informațiile consolidate privind amplasamentele relevante, în conformitate cu cerințele aplicabile din ESRS E4.

Necesitatea implementării măsurilor de atenuare. În cazul proiectelor/lucrărilor și, după caz, al activităților desfășurate în zone sensibile, Transelectrica evaluează necesitatea măsurilor de atenuare a impactului asupra biodiversității în cadrul proceselor de reglementare aplicabile, inclusiv prin evaluarea impactului asupra mediului (EIM) și/sau evaluarea adecvată pentru siturile Natura 2000, în conformitate cu legislația relevantă. Măsurile de evitare, reducere și/sau compensare sunt stabilite și implementate atunci când rezultă ca necesare din actele de reglementare și din condițiile impuse de autoritățile competente, în linie cu obiectivele de conservare prevăzute de Directiva Păsări (2009/147/CE) și Directiva Habitare (92/43/CEE). Exemple de astfel de măsuri includ planificarea lucrărilor în afara perioadelor sensibile, limitarea perturbărilor în șantier, refacerea amplasamentelor după lucrări și măsuri tehnice pentru reducerea riscului asupra avifaunei (de ex. dispozitive de vizibilitate/anti-coliziune), în funcție de specificul amplasamentului și al zonei protejate.

Planul de tranziție și luarea în considerare a biodiversității și a ecosistemelor în cadrul strategiei și al modelului de afaceri (E4-1)

Reziliența strategiei și a modelului de afaceri. Transelectrica integrează în strategia și modelul său de afaceri principii de sustenabilitate și măsuri de protecție a biodiversității și ecosistemelor, în special în proiectarea, operarea și mentenanța infrastructurii RET. În perioada de raportare, Compania nu dispune de o analiză formală, cuantificată a rezilienței la riscurile legate de biodiversitate (de tip scenarii/indicatori monetari), însă realizează o evaluare calitativă bazată pe experiența operațională, cerințele de reglementare și condițiile impuse prin actele de reglementare de mediu aferente proiectelor și lucrărilor.

Evaluarea rezilienței la riscuri fizice, de tranziție și sistemice. Modelul de afaceri al Transelectrica (operator de transport și sistem) este dependent de disponibilitatea terenurilor și de funcționarea infrastructurii pe coridoare extinse, inclusiv în proximitatea zonelor sensibile. Riscurile relevante sunt:

- *fizice* (de exemplu, instabilitate a terenurilor/eroziune, fenomene care afectează vegetația și accesul la intervenții);
- *de tranziție* (însășirea cerințelor de reglementare pentru lucrări în arii protejate/Natura 2000, condiții suplimentare, posibile întârzieri și costuri de conformare);
- *sistemice* (degradarea ecosistemelor care amplifică vulnerabilități și restricții de utilizare a terenurilor).

Reziliența este susținută prin integrarea cerințelor de mediu în proiecte și operare și prin măsuri de evitare/reducere a impacturilor (de ex. dispozitive pentru avifaună, planificarea lucrărilor în afara perioadelor sensibile, refacerea amplasamentelor, management deșeuri).

Domeniul de aplicare al analizei rezilienței. Evaluarea calitativă acoperă cu prioritate operațiunile proprii (LEA, stații, lucrări de mentenanță și modernizare). Elemente relevante din lanțul valoric sunt considerate în special în relația cu contractorii care execută lucrări și cu operatorii autorizați de deșeuri, prin cerințe de conformare și măsuri de control în șantier.

Ipoteze principale. Evaluarea pornește de la ipoteza că: (i) rețeaua va continua să opereze și să se extindă într-un context de cerințe de mediu mai stricte, (ii) o parte a infrastructurii va intersecta sau va fi în proximitatea zonelor sensibile, (iii) principalele presiuni vor fi asociate gestionării vegetației, lucrărilor în teren și riscurilor asupra avifaunei, și (iv) conformarea prin avize/autorizații și aplicarea măsurilor de atenuare rămân mecanisme principale de menținere a rezilienței.

Orizonturi de timp utilizate. Transelectrica utilizează orizonturi de timp corelate cu planificarea operațională și investițională: scurt (1–3 ani), mediu (4–10 ani) și lung (>10 ani), având în vedere durata de viață a activelor și ciclurile de modernizare ale infrastructurii.

Rezultatele evaluării rezilienței (calitativ). Rezultatul evaluării indică faptul că strategia și modelul de afaceri sunt reziliente în măsura în care: (i) cerințele de biodiversitate sunt integrate încă din faza de proiectare (EIM/evaluare adecvată), (ii) sunt aplicate măsuri operaționale pentru reducerea impactului (de ex. limitarea lucrărilor în perioade sensibile, măsuri pentru avifaună, refacerea amplasamentelor), și (iii) există mecanisme de control și îmbunătățire continuă (proceduri, audit, monitorizare). Principalele vulnerabilități sunt asociate proiectelor/lucrărilor în zone sensibile și pot genera întârzieri și costuri suplimentare dacă măsurile de atenuare nu sunt planificate din timp.

Implicarea părților interesate. Implicarea părților interesate are loc în principal prin procesele de reglementare și avizare (inclusiv, după caz, consultare publică) și prin interacțiunea cu autoritățile competente și administratorii ariilor protejate. În perioada de raportare, Compania nu a derulat consultări dedicate distincte; acolo unde este relevant, condițiile și recomandările rezultate din procedurile aplicabile sunt integrate în planurile de lucru și măsurile de atenuare.

Politici legate de biodiversitate și ecosisteme (E4-2)

Protejarea biodiversității și conservarea ecosistemelor sunt integrate în politicile Transelectrica, având în vedere interacțiunea infrastructurii RET cu terenurile și habitatele traversate și IRO identificate în analiza de dublă materialitate (de exemplu: fragmentarea habitatelor prin gestionarea vegetației și lucrări în teren, riscuri pentru avifaună prin coliziune/electrocutare, impacturi asociate deșeurilor și riscuri de poluare accidentală în contextul lucrărilor). Politicile relevante sunt aplicate prin Sistemul de Management Integrat și prin cerințe operaționale și investiționale derivate din planificarea dezvoltării și modernizării RET.

Transelectrica nu are, la data raportării, un document distinct intitulat „Politică de biodiversitate”. Cu toate acestea, cerințele relevante privind protecția biodiversității pentru amplasamentele operaționale deținute, închiriate sau gestionate, situate în interiorul sau în apropierea unor zone sensibile din punctul de vedere al biodiversității, sunt acoperite prin Declarația privind politica în domeniul managementului calității, mediului, securității și sănătății în muncă, care include angajamente pentru protecția mediului, prevenirea și reducerea impactului asupra ecosistemelor și conformarea cu reglementările naționale și europene. Declarația privind politica de management al riscurilor se aplică și aspectelor de biodiversitate, întrucât include identificarea și tratarea riscurilor operaționale și de mediu relevante pentru habitate și specii, inclusiv în contextul lucrărilor de mentenanță și modernizare. În cadrul politicilor de dezvoltare și modernizare a infrastructurii (conform Planului de Dezvoltare RET 2024–2033), precum și al politicilor privind eficiența energetică și digitalizarea rețelei (smart grid), Compania urmărește reducerea amprentei ecologice și integrarea măsurilor de evitare și atenuare, precum: optimizarea soluțiilor tehnice și a traseelor acolo unde este posibil, planificarea lucrărilor în afara perioadelor sensibile pentru faună, implementarea măsurilor tehnice pentru reducerea riscului asupra avifaunei și gestionarea controlată a deșeurilor rezultate din lucrări.

Transelectrica nu a adoptat, la data raportării, o politică separată de „anti-despădurire”; cu toate acestea, activitățile de gestionare a vegetației și, după caz, de defrișare în coridoarele de siguranță sunt realizate controlat în cadrul lucrărilor de mentenanță majoră, prin firme specializate, în limitele necesare pentru siguranța în funcționare a infrastructurii și în conformitate cu cerințele legale, condițiile din avizele și autorizațiile aplicabile, documentațiile tehnice ale lucrărilor și măsurile de protecție a mediului impuse pentru fiecare amplasament sau proiect.

Sistemul de Management Integrat (SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015, SR EN ISO 45001:2023) susține implementarea acestor politici prin proceduri, roluri și responsabilități, instruire, audituri și îmbunătățire continuă.

Elemente specifice pentru biodiversitate și ecosisteme

În plus față de ESRS 2 MDR-P, Transelectrica precizează că politicile sale:

- vizează, în mod special, evitarea și reducerea presiunilor principale asupra biodiversității relevante pentru activitatea de transport energie (utilizarea terenurilor și fragmentarea habitatelor, interacțiunea cu avifauna, efectele lucrărilor în teren), precum și integrarea cerințelor de conservare rezultate din actele de reglementare (evaluarea impactului asupra mediului/evaluare adecvată), acolo unde este aplicabil;
- sunt aplicate pentru a gestiona impacturile identificate ca relevante în DMA, inclusiv fragmentarea habitatelor în coridoarele de siguranță, riscurile de coliziune/electrocutare pentru păsări și impacturile asociate lucrărilor (deșeuri, poluare accidentală);
- iau în considerare dependențe de funcționalitatea ecosistemelor (stabilitatea terenurilor, condiții naturale care influențează vulnerabilități operaționale) și tratează riscuri fizice și de tranziție (cerințe de reglementare mai stricte pentru lucrări în zone sensibile, condiții suplimentare, posibile întârzieri/costuri), precum și oportunități de reducere a riscurilor prin modernizare și soluții tehnice cu impact redus;
- sprijină trasabilitatea în lanțul valoric; în această etapă, trasabilitatea relevantă pentru biodiversitate este asigurată în principal prin cerințe procedurale/contractuale pentru lucrările executate de terți (contractori) și pentru fluxurile de deșeuri (operatori autorizați), inclusiv prin documentații de conformare, evidențe și verificări la execuție, acolo unde este aplicabil; Compania își propune să consolideze progresiv cerințele de trasabilitate pentru componente și servicii cu potențial impact material asupra biodiversității, în funcție de relevanță și fezabilitate;
- impun respectarea condițiilor de conservare, monitorizarea cerută prin actele de reglementare și implementarea măsurilor de evitare/atenuare, în zonele unde infrastructura intersectează arii protejate, deși Transelectrica nu gestionează ecosisteme „de producție” (de tip forestier/agricol) în sensul menținerii/îmbunătățirii biodiversității; în această etapă, Compania nu raportează câștiguri/pierderi de biodiversitate agregate la nivel corporativ, acestea fiind tratate la nivel de proiect/aviz acolo unde este aplicabil;
- abordează consecințele sociale ale impacturilor; politicile iau în considerare consecințele sociale ale impacturilor asupra biodiversității prin cerințe de conformare, măsuri de limitare a perturbărilor în lucrări și gestionarea relației cu părțile interesate în cadrul proceselor de reglementare (inclusiv consultare publică unde este cazul), având în vedere potențiale efecte asupra comunităților locale (de exemplu, restricții temporare de acces, perturbări în timpul lucrărilor, utilizarea terenurilor).

Acțiuni și resurse legate de biodiversitate și ecosisteme (E4-3)

Transelectrica gestionează activitățile și proiectele sale într-un mod responsabil, astfel încât impactul asupra habitatelor și speciilor protejate din ariile naturale să fie minimizat. În acest sens, Compania adoptă măsuri proactive încă din faza incipientă a proiectelor. În situațiile în care impactul asupra biodiversității nu poate fi complet eliminat, sunt implementate măsuri de atenuare pentru reducerea efectelor asupra ecosistemelor. De asemenea, terenurile afectate de lucrările de infrastructură sunt supuse proceselor de restaurare ecologică, asigurând astfel refacerea echilibrului natural și menținerea integrității mediului înconjurător.

Pentru menținerea statutului favorabil de conservare a speciilor și habitatelor de interes comunitar, la efectuarea lucrărilor de întreținere și reparații, Transelectrica a întreprins următoarele măsuri:

- montarea unor dispozitive pe conductoarele de protecție ale LEA cu caracteristici care le fac vizibile pentru păsări în vederea evitării coliziunii;
- montarea de dispozitive de îndepărtare a păsărilor pentru prevenirea riscului de electrocutare;
- executarea lucrărilor de defrișare/întreținere a coridoarelor de siguranță la LEA numai în afara perioadei de vegetație și după terminarea sezonului de cuibărit al păsărilor;
- interzicerea personalului Companiei și celui executant al lucrărilor a oricărei forme de recoltare, capturare, ucidere, distrugere sau vătămare a exemplarelor aflate în mediul lor natural, în oricare dintre stadiile ciclului lor biologic; deteriorarea, distrugerea și /sau culegerea intenționată a cuiburilor și/sau a ouălor din natura; deteriorarea / distrugerea locurilor de reproducere ori odihnă;
- depozitarea controlată a deșeurilor pentru a nu pune în pericol fauna.

Pentru îndepărtarea păsărilor din zona LEA, au fost montate pe stâlpi, deasupra lanțurilor de izolatoare, echipamente antipasăre care împiedică pasărea să se așeze pe stâlp (protejează atât pasărea împotriva electrocutării, cât și izolatorii de o eventuală străpungere), iar în zona culoarelor de migrație au fost montate pe conductoarele LEA "deflectoare" (echipamente care împiedică păsările să se așeze pe conductoarele LEA) sau panouri colorate, care imită de obicei figuri de păsări răpitoare, pentru a reduce impactul păsărilor cu LEA.

Pentru conservarea speciei șoimului dunărean, specie aflată pe cale de dispariție, s-au montat cuiburi artificiale pe stâlpii de înaltă tensiune, astfel:

- la STT Timișoara: 34 de cuiburi;
- la STT București: 19 cuiburi;
- la STT Constanța: 31 cuiburi.

Cuiburile artificiale sunt, de fapt, cutii din metal sau din lemn care au fost amplasate pe stâlpii de înaltă tensiune, deoarece șoimul dunărean preferă cuiburile care oferă o vizibilitate bună asupra teritoriului său și locuri favorabile pentru hrănire în apropiere. Este necesară amplasarea cuiburilor pe suporturi artificiale, cum ar fi stâlpii de înaltă tensiune, deoarece nu mai există copaci înalți și solitari pe terenurile agricole și pășuni (locurile istorice de cuibărit).

Acțiunea de amplasare a cuiburilor artificiale face parte din proiectul „Conservarea șoimului dunărean în nord-estul Bulgariei, Ungaria, România și Slovacia”, un proiect internațional cu finanțare europeană, importanța protecției și conservării speciei fiind recunoscută și la nivelul UE.

La nivelul fiecărei Sucursale Teritoriale de Transport există un inspector de mediu care are responsabilități cu privire la monitorizarea condițiilor impuse prin autorizația de mediu și monitorizarea permanentă a cerințelor standardului SR ISO EN 14001:2015 Sistem de management al mediului.

La nivelul Companiei, la implementarea proiectelor sau studiilor noi se utilizează PO TEL 29.04 – Elaborarea programelor de management de mediu și PO TEL 29.03 – Stabilirea, implementarea și menținerea obiectivelor de calitate, mediu și securitate și sănătate în muncă, proceduri care cuprind acțiuni, responsabili și termene menite să asigure atingerea obiectivelor și ȋntelilor de mediu.

Aplicarea ierarhiei măsurilor de atenuare. Acțiunile sunt aliniate ierarhiei de atenuare astfel:

- evitare: planificarea lucrărilor în afara perioadelor sensibile; evitarea practicilor cu impact direct asupra faunei (interdicții explicite pentru personal/contractori);
- reducere la minimum: dispozitive anti-coliziune/anti-electrocutare; controlul deșeurilor și al activităților de șantier;
- refacere/reabilitare: refacerea amplasamentelor/terenurilor după lucrări, acolo unde este cazul (readucerea la starea inițială și stabilizarea zonei);
- compensare/acoperire.

Măsuri compensatorii pentru pierdere de biodiversitate. În perioada de raportare, Transelectrica nu a utilizat mecanisme de compensare de tip „biodiversity offsets” ca instrument principal în planurile sale de acțiune. Măsurile aplicate sunt orientate preponderent către evitare, minimizare și refacere, iar acolo unde sunt implementate acțiuni de conservare (de exemplu, cuiburi artificiale pentru șoimul dunărean), acestea sunt tratate ca măsuri de atenuare și sprijin pentru conservare, în linie cu condițiile proiectelor/cerințelor aplicabile.

Cunoștințe tradiționale locale și soluții bazate pe natură. În perioada de raportare, Transelectrica nu a utilizat în mod formal cunoștințe tradiționale locale ca element distinct în proiectarea acțiunilor. Soluțiile bazate pe natură sunt aplicate, unde este relevant, prin măsuri de refacere/reabilitare a terenurilor după lucrări și prin managementul vegetației în coridoarele de siguranță, în conformitate cu actele de reglementare și cerințele de mediu.

Ținte legate de biodiversitate și ecosisteme (E4-4)

În perioada de raportare 2025, Transelectrica nu a stabilit încă ținte cantitative (cu indicator numeric și traiectorie) pentru biodiversitate și ecosisteme, din motive legate de complexitatea operațională și de necesitatea consolidării datelor la nivel de portofoliu (amplasamente/zone sensibile/indicatori de impact). Cu toate acestea, Compania urmărește eficacitatea politicilor și acțiunilor printr-un set de ținte operaționale și de conformare (MDR-T), monitorizate prin procesele de reglementare (evaluare adecvată), condițiile din avize/autorizații și verificări operaționale, cu focalizare pe impacturile și riscurile identificate (fragmentarea habitatelor, riscuri pentru avifaună, impacturi asociate lucrărilor – deșeuri/poluare accidentală).

Ținte de tip conformare / proces (MDR-T)			
Integrarea cerințelor de biodiversitate în proiecte/lucrări	Reducerea riscului asupra avifaunei	Refacerea amplasamentelor după lucrări	Controlul impacturilor asociate lucrărilor
Asigurarea includerii cerințelor de biodiversitate și a măsurilor de evitare/atenuare în documentațiile și planurile de lucru pentru proiectele/lucrările care intersectează sau sunt în proximitatea zonelor sensibile (inclusiv condiții rezultate din EIM și/sau evaluare adecvată Natura 2000).	Menținerea și extinderea, acolo unde este relevant, a aplicării măsurilor tehnice și operaționale pentru reducerea riscului de coliziune/electrocutare (ex. dispozitive de vizibilitate/anti-coliziune, echipamente anti-pasăre, restricții temporale ale lucrărilor în perioade sensibile).	Asigurarea refacerii/reabilitării amplasamentelor afectate temporar de lucrări (readucerea la starea inițială, stabilizarea terenului), conform condițiilor din actele de reglementare și planurilor de management de mediu.	Aplicarea cerințelor de gestionare a deșeurilor și prevenire a poluării accidentale în lucrări executate intern sau de contractori, cu verificări și trasabilitate documentară, pentru limitarea impacturilor indirecte asupra biodiversității.

Praguri ecologice și alocări ale impacturilor. În perioada de raportare, Transelectrica nu a aplicat praguri ecologice cuantificate și nici o metodologie de alocare a „bugetelor de impact” la nivel de companie pentru stabilirea țăintelor. Aceste elemente vor fi evaluate pe măsura dezvoltării unei baze de date consolidate și a unei metodologii interne de ținte cuantificabile.

Aliniere la Kunming-Montreal / Strategia UE 2030 / politici naționale. Țintele de proces urmăresc conformarea cu cerințele aplicabile privind conservarea naturii (inclusiv cadrul Natura 2000) și integrarea măsurilor de evitare/atenuare în proiecte; în această etapă, Compania nu declară ținte cuantificate formal aliniate la Kunming-Montreal sau la Strategia UE 2030, urmând să analizeze această aliniere în momentul stabilirii țăintelor cantitative.

Legătura cu impacturi/dependețe/riscuri/opportunități. Țintele de proces sunt legate direct de IRO identificate pentru E4 (fragmentare habitate, avifaună, impacturi asociate lucrărilor) și de dependețe operaționale (stabilitatea terenurilor și accesul pentru intervenții), aplicându-se cu prioritate operațiunilor proprii și, unde este relevant, lanțului valoric (contractori).

Zona geografică. Țintele se aplică la nivelul operațiunilor Transelectrica pe teritoriul României, cu accent pe amplasamente/proiecte în proximitatea zonelor sensibile din punctul de vedere al biodiversității (arii protejate/situri Natura 2000 și zone de migrație identificate).

Măsuri compensatorii pentru pierdere de biodiversitate. În perioada de raportare, Compania nu a utilizat măsuri compensatorii (biodiversity offsets) ca bază pentru stabilirea țăintelor; abordarea este centrată pe evitare, reducere la minimum și refacere/rehabilitare, conform cerințelor din actele de reglementare.

Nivelul din ierarhia de atenuare. Țintele sunt alocate preponderent la nivelurile evitare și reducere la minimum (integrarea cerințelor de biodiversitate și măsuri pentru avifaună) și refacere/rehabilitare (refacerea amplasamentelor după lucrări). Compensarea/acoperirea nu este utilizată ca bază pentru țăintele din 2025.

Indicatori de impact legați de biodiversitate și de schimbările ecosistemelor (E4-5)

În anul de raportare 2025, Transelectrica nu raportează încă indicatori cantitativi agregați privind impacturile asupra biodiversității și schimbările ecosistemelor, din cauza faptului că datele necesare (inclusiv inventarul centralizat al amplasamentelor în/ din apropierea zonelor sensibile și parametrii de suprafață/fragmentare) sunt gestionate preponderent la nivel de proiect și nu sunt încă consolidate într-un sistem unitar de raportare ESRS la nivel de portofoliu.

Număr și suprafață amplasamente în zone sensibile. Compania a identificat faptul că unele amplasamente ale infrastructurii (LEA/stații) pot fi situate în interiorul sau în proximitatea zonelor sensibile din punctul de vedere al biodiversității (arii protejate/situri Natura 2000). În 2025, Transelectrica nu prezintă încă numărul și suprafața (ha) a acestor amplasamente la nivel consolidat, întrucât delimitarea și agregarea suprafețelor se realizează etapizat, pe baza documentațiilor de mediu și a datelor geospațiale (GIS) aferente proiectelor. Compania își propune consolidarea acestor informații pentru raportări viitoare.

Indicatori pentru schimbarea destinației terenurilor și conectivitate. În raportările curente, impacturile relevante identificate sunt asociate în principal cu utilizarea terenurilor și intervențiile necesare pentru coridoarele de siguranță, care pot genera schimbări locale și fragmentare a habitatelor. În 2025, Compania nu raportează încă indicatori cantitativi pentru conversia acoperirii terenurilor sau pentru conectivitatea structurală/funcțională (inclusiv fragmentare), deoarece nu există încă o metodologie internă consolidată și un set de date comparabil (de ex. la 1–5 ani) pentru măsurarea sistematică a acestor indicatori la nivel de portofoliu. Indicatorii vor fi analizați și introduși etapizat, cu prioritate pentru amplasamentele din zone sensibile, pe măsura consolidării inventarului de amplasamente și a datelor geospațiale relevante.

Efectele financiare anticipate ale riscurilor și oportunităților legate de biodiversitate și ecosisteme (E4-6)

Pentru anul de raportare 2025, Transelectrica aplică introducerea treptată prevăzută de Regulamentul delegat (UE) 2025/1416: informațiile aferente ESRS E4-6 pot fi omise în primul an, iar, alternativ, cerința poate fi respectată raportând numai informații calitative în primii trei ani. În consecință, Grupul prezintă mai jos o evaluare calitativă a efectelor financiare anticipate, întrucât nu există încă o metodologie și un set de date consolidate la nivel de portofoliu pentru cuantificări robuste (de tip expuneri monetare pe amplasamente, probabilități/scenarii, reconciliere cu situațiile financiare).

Riscuri – efecte financiare anticipate (calitativ). În acord cu analiza de dublă materialitate și IRO identificate pentru E4 (de ex. fragmentarea habitatelor, riscuri pentru avifaună, impacturi asociate lucrărilor/deșeurilor și riscuri de poluare accidentală cu efect asupra ecosistemelor), principalele canale de efect financiar anticipate sunt:

- **costuri de conformare și autorizare:** cerințe suplimentare în zone sensibile (studii, evaluări, condiții impuse, monitorizări), inclusiv costuri de implementare a măsurilor de evitare/atenuare (ex. planificare lucrări, măsuri pentru avifaună, refacere amplasamente);
- **costuri operaționale și de investiții:** implementarea/întreținerea soluțiilor tehnice și operaționale pentru reducerea impactului (dispozitive anti-coliziune/anti-electrocutare, managementul vegetației, managementul deșeurilor);
- **riscuri de proiect (timp/cost):** posibile întârzieri în proiecte/lucrări în urma condițiilor de reglementare, restricțiilor sezoniere (cuibărit/migrație) sau a măsurilor suplimentare impuse;
- **costuri potențiale de remediere și sancțiuni:** în eventualitatea unor incidente (de exemplu, poluare accidentală în timpul lucrărilor) pot apărea costuri de remediere și riscuri de sancțiuni/amenzi, precum și riscuri reputaționale.

În anul 2025, Grupul nu cuantifică aceste efecte în termeni monetari, deoarece o astfel de cuantificare nu ar îndeplini încă în mod consecvent caracteristicile calitative ale informațiilor utile (comparabilitate, verificabilitate, reprezentare fidelă).

4. Utilizarea resurselor și economia circulară (E5 1-6)

Descrierea proceselor de identificare și de evaluare a impacturilor, a riscurilor și a oportunităților semnificative (IRO-1)

Grupul Transelectrica a evaluat, în cadrul analizei de dublă materialitate și al proceselor interne de management al riscurilor și de mediu (Sistemul de Management Integrat, inclusiv SR EN ISO 14001:2015), impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative legate de intrările de resurse, ieșirile de resurse și deșeurile generate de activitățile de exploatare, mentenanță, modernizare și dezafectare a infrastructurii RET. Procesul urmărește atât reducerea consumului de resurse și menținerea valorii materialelor pe întreg ciclul de viață al activelor, cât și prevenirea efectelor negative asociate deșeurilor și fluxurilor de materiale.

Examinarea activelor și activităților (operațiuni proprii și lanț valoric) – metodologii, ipoteze și instrumente. Grupul își examinează activele și activitățile pentru a identifica IRO reale și potențiale în operațiunile proprii și, unde este relevant, în lanțul valoric din amonte și din aval (furnizori și contractori, respectiv operatori autorizați pentru colectare–transport–valorificare/eliminare deșeuri). Examinarea include, în mod tipic:

- **intrări de resurse:** evaluarea consumului de resurse materiale utilizate în RET și în lucrări (de exemplu metale și conductoare, izolatori, echipamente/ansamble, uleiuri industriale și alte substanțe relevante), precum și a consumurilor auxiliare asociate activităților de mentenanță și construcții-montaj;
- **ieșiri de resurse și deșeuri:** identificarea fluxurilor de deșeuri rezultate din exploatare, mentenanță, modernizare și dezafectare (inclusiv echipamente scoase din uz, materiale, ambalaje, uleiuri uzate și alte deșeuri periculoase/nepericuloase), inclusiv modalitățile de colectare selectivă, depozitare temporară, valorificare/reciclare și eliminare;
- **riscuri și oportunități:** analizarea riscurilor de lanț de aprovizionare (disponibilitatea soluțiilor de reciclare/valorificare, costuri de tratare/depozitare), riscurilor de neconformitate și reputaționale, respectiv oportunităților de eficientizare (prelungirea duratei de viață a echipamentelor, reutilizare, creșterea valorificării materialelor, optimizarea rutelor/lucrărilor și adoptarea de tehnologii moderne).

Metodologia de evaluare este preponderent calitativă, bazată pe (i) cerințe legale aplicabile (inclusiv cadrul național privind regimul deșeurilor), (ii) proceduri interne și verificări/audituri în cadrul SMI (SR EN ISO 14001:2015), și (iii) date interne operaționale și administrative, precum evidențe de achiziții și gestiune materiale, registre/evidențe de deșeuri și documente de trasabilitate (predare către operatori autorizați), completate, unde este cazul, de informații din documentațiile de proiect și din planurile de management de mediu aferente lucrărilor.

Identificarea IRO se realizează prin analiza sistematică a fluxurilor de materiale și deșeuri asociate exploatarei, mentenanței, modernizării și dezafectării activelor RET, utilizând date interne (achiziții/gestiune/registre deșeuri) și informații din documentațiile de proiect, acolo unde este cazul.

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
ESRS E5	Economie circulară	Intrările de resurse, inclusiv utilizarea resurselor		oportunitate	Eficientizarea activităților de mentenanță prin practici ecologice – optimizarea rutelor de intervenție, utilizarea materialelor reciclabile și promovarea economiei circulare pot reduce costurile operaționale și impactul asupra mediului.
		Intrările de resurse, inclusiv utilizarea resurselor		impact	Consum ridicat de resurse și pierderi economice – eliminarea ineficientă a deșeurilor poate duce la pierderi financiare și la utilizarea inadecvată a resurselor, afectând sustenabilitatea economică a Companiei
		Deșeurile			
		Intrările de resurse, inclusiv utilizarea resurselor		risc	Riscuri asociate lanțului de aprovizionare – disponibilitatea unor soluții eficiente de reciclare și valorificare a materialelor uzate poate fi limitată, ceea ce îngreunează implementarea unor practici sustenabile în cadrul companiei
		Ieșirile de resurse legate de produse și servicii		risc	Riscuri financiare și operaționale – costurile ridicate pentru depozitarea și tratarea deșeurilor periculoase, precum și gestionarea echipamentelor casate, pot influența negativ bugetul Companiei
		Deșeurile		risc	Riscuri de mediu – gestionarea necorespunzătoare a deșeurilor rezultate din echipamentele retrase din exploatare (ex. conductoare, izolatori, transformatoare cu ulei) poate avea efecte negative asupra ecosistemelor locale
		Deșeurile		risc	Riscuri de neconformitate legislativă – modificările în reglementările privind gestionarea deșeurilor pot impune cerințe mai stricte pentru reciclare și eliminare, ceea ce necesită investiții suplimentare pentru conformare
		Deșeurile		risc	Riscuri de imagine și reputație – o gestionare deficitară a deșeurilor, cu incidente de poluare sau nerespectarea reglementărilor de mediu, poate afecta percepția publică asupra companiei și poate atrage sancțiuni din partea autorităților

Consultări (în special cu comunități afectate). În perioada de raportare, Transelectrica nu a derulat consultări dedicate exclusiv temei *”utilizarea resurselor și economia circulară”* cu comunități afectate. Totuși, feedbackul părților interesate a fost colectat prin mecanisme generale de consultare și comunicare, inclusiv prin chestionarul public privind temele materiale (disponibil pe site-ul Transelectrica la secțiunea Home – Toate noutățile – https://web.transelectrica.ro/noutati/lista_noutati.html), accesibil tuturor părților interesate. Aceste instrumente au acoperit și aspecte relevante pentru economia circulară (de ex. utilizarea resurselor, deșeuri) și au fost accesibile mai multor categorii de părți interesate, inclusiv reprezentanți ai comunității locale. În plus, feedbackul este integrat, după caz, prin procesele de reglementare și comunicare asociate proiectelor/lucrărilor, precum și prin interacțiunea operațională cu autoritățile competente, contractorii și operatorii autorizați de gestionare a deșeurilor.

Politici legate de utilizarea resurselor și economia circulară (E5-1)

Utilizarea eficientă a resurselor și adoptarea principiilor economiei circulare reprezintă aspecte esențiale pentru Grupul Transelectrica, având un impact direct asupra sustenabilității operațiunilor și conformității cu reglementările de mediu. Întrucât activitatea Grupului implică un consum mare de materiale și generarea de deșeuri rezultate din mentenanță, modernizare și dezafectarea echipamentelor, integrarea unor practici sustenabile este crucială pentru optimizarea costurilor, reducerea amprentei ecologice și protejarea resurselor naturale. Prin aplicarea principiilor economiei circulare, Grupul Transelectrica urmărește reducerea consumului de materii prime, reutilizarea și reciclarea materialelor și minimizarea deșeurilor generate, contribuind astfel la un model operațional mai eficient și responsabil. Această abordare nu doar că sprijină tranziția către un sistem energetic mai verde, dar asigură și un cadru durabil pentru dezvoltarea infrastructurii RET pe termen lung.

În acest context, Transelectrica a adoptat Declarația privind politica în domeniul managementului calității, mediului, securității și sănătății în muncă, care include angajamente clare pentru utilizarea eficientă a resurselor, prevenirea risipei și integrarea principiilor economiei circulare în operațiunile sale. Prin această abordare, Compania își propune să mențină un sistem de management al mediului eficient, să reducă impactul infrastructurii asupra mediului și să optimizeze utilizarea resurselor prin practici sustenabile.

Declarația privind politica de management al riscurilor se aplică și aspectelor legate de utilizarea resurselor și economia circulară, deoarece include principii legate de identificarea și gestionarea riscurilor operaționale și de mediu, care pot afecta eficiența consumului de materiale și gestionarea deșeurilor. Grupul Transelectrica adoptă un management proactiv al riscurilor, care presupune prevenirea și reducerea risipei de resurse, minimizarea impactului asupra mediului și integrarea unor soluții de gestionare sustenabilă a materialelor. Documentul subliniază necesitatea monitorizării impactului activităților asupra mediului, inclusiv prin optimizarea proceselor de achiziție, utilizare și reciclare a resurselor necesare în operarea și mentenanța infrastructurii de transport al energiei electrice.

În cadrul Politicii privind dezvoltarea și modernizarea infrastructurii (conform Planului de dezvoltare RET 2024-2033), Politicii privind eficiența energetică și Politicii Smart Grid, Transelectrica implementează măsuri menite să optimizeze utilizarea resurselor și să sprijine tranziția către economia circulară. Aceste măsuri includ adoptarea unor soluții tehnologice sustenabile pentru reducerea consumului de materiale și energie, implementarea unor strategii de reciclare și reutilizare a echipamentelor din rețeaua electrică, precum și gestionarea eficientă a deșeurilor rezultate din activitățile de mentenanță și modernizare. De asemenea, sunt aplicate soluții pentru reducerea pierderilor de energie, optimizarea consumului de resurse naturale și implementarea unor procese eficiente de achiziție și utilizare a materialelor, astfel încât să fie minimizat impactul asupra mediului și să fie prelungită durata de viață a echipamentelor din infrastructura electrică.

Compania implementează și menține un Sistem de Management Integrat pentru calitate, mediu, sănătate și securitate în muncă, aliniat la cele mai înalte standarde internaționale. În acest sens, sunt aplicate cerințele SR EN ISO 9001:2015 pentru asigurarea calității, SR EN ISO 14001:2015 pentru managementul de mediu și SR ISO 45001:2023 pentru sănătatea și securitatea în muncă. Prin integrarea acestor standarde, Transelectrica se asigură că respectă reglementările legale și de mediu, optimizează utilizarea resurselor, minimizează impactul deșeurilor asupra mediului și contribuie activ la tranziția către un model operațional sustenabil și responsabil.

În rezumat, politicile Transelectrica abordează următoarele domenii, în măsura în care sunt semnificative: (a) tranziția de la utilizarea resurselor virgine către resurse secundare, prin promovarea reutilizării componentelor acolo unde este posibil, creșterea gradului de valorificare/reciclare a materialelor rezultate din lucrări; (b) aprovizionarea durabilă și utilizarea resurselor regenerabile, prin cerințe de conformare și criterii de achiziție responsabilă aplicabile furnizorilor/contractorilor, precum și prin orientarea către soluții și materiale cu impact redus asupra mediului, în limita cerințelor tehnice aplicabile infrastructurii critice.

Acțiuni și resurse legate de utilizarea resurselor și economia circulară (E5-2)

Transelectrica își asumă un angajament ferm pentru protejarea mediului și implementarea unor practici sustenabile în toate etapele activităților sale. Printr-o abordare proactivă, Grupul își ia toate măsurile necesare pentru a minimiza impactul asupra mediului, aplicând soluții eficiente pentru gestionarea responsabilă a resurselor, reducerea deșeurilor și prevenirea poluării.

În acest sens, Grupul Transelectrica integrează principiile economiei circulare și ale eficienței energetice în strategia sa operațională, prin optimizarea consumului de materiale, reutilizarea echipamentelor și reciclarea resurselor, acolo unde este posibil. Prin monitorizare atentă, modernizare tehnologică și aliniere la cele mai înalte standarde internaționale de mediu, Grupul se asigură că fiecare acțiune desfășurată contribuie la un sistem energetic durabil, eficient și prietenos cu mediul.

La nivelul Transelectrica se elaborează anual un „Program de Management de Mediu și Protecția mediului” care cuprinde acțiunile și lucrările necesare pentru atingerea obiectivelor și ȋntelor de mediu ale Companiei, inclusiv termenele, resursele necesare și personalul responsabil pentru implementarea programului. Crearea și utilizarea acestui program este importantă pentru implementarea, menținerea și îmbunătățirea sistemului de management de mediu din Companie. Activitățile și lucrările cuprinse în program sunt expuse pe larg la ESRS E2-2 – Acțiuni și resurse legate de poluare.

Compania implementează măsuri pentru eficientizarea utilizării resurselor, reducerea deșeurilor și promovarea unui model de economie circulară. În cadrul proceselor de mentenanță și modernizare a infrastructurii, Transelectrica adoptă tehnologii și materiale cu durată de viață extinsă, minimizând astfel necesitatea de înlocuire frecventă a echipamentelor și reducând cantitatea de deșeuri generate. Totodată, Transelectrica se aliază OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor, urmărind aplicarea ierarhiei de gestionare a deșeurilor, care include prevenirea, reutilizarea, reciclarea și valorificarea materialelor. Compania își propune să minimizeze eliminarea deșeurilor, promovând procese prin care componentele uzate sunt reintroduse în circuitul operațional.

Transelectrica susține tranziția către un model circular prin modernizarea infrastructurii și adoptarea tehnologiilor avansate, care permit reutilizarea și extinderea duratei de viață a echipamentelor.

Pentru a asigura o utilizare eficientă a resurselor, Transelectrica aplică sisteme de monitorizare și raportare, care permit analiza impactului operațiunilor asupra mediului. Prin certificarea ISO SR EN 14001:2015, Compania demonstrează angajamentul său față de managementul responsabil al resurselor și reducerea impactului asupra mediului.

Acțiuni legate de utilizarea resurselor și economia circulară		
Optimizarea utilizării resurselor în activitățile operaționale	Gestionarea responsabilă a deșeurilor	Monitorizarea și raportarea performanțelor
Utilizarea echipamentelor cu pierderi reduse de energie, care contribuie la eficiența operațională și reducerea consumului de materiale	Colectarea, sortarea și reciclarea deșeurilor periculoase și nepericuloase, inclusiv baterii, echipamente electrice casate și uleiuri uzate	Sisteme de monitorizare și raportare, care permit analiza impactului operațiunilor asupra mediului
Montarea platformelor betonate pentru depozitarea echipamentelor retrase, astfel încât acestea să fie reutilizate sau reciclate eficient	Valorificarea metalelor feroase și neferoase prin parteneriate cu companii de reciclare	Certificarea SR EN ISO 14001:2015, se demonstrează angajamentul față de managementul responsabil al resurselor și reducerea impactului asupra mediului
Implementarea unor strategii de reducere a consumului de apă, cu monitorizarea atentă a utilizării acestei resurse esențiale în toate stațiile și sediile Companiei	Prevenirea poluării solului și apei prin utilizarea separatoarelor de apă-ulei pentru gestionarea scurgerilor accidentale	

Acțiunile și resursele descrise acoperă:

- creșterea eficienței utilizării materialelor tehnice, prin prelungirea duratei de viață a echipamentelor, optimizarea lucrărilor și monitorizarea consumului de apă; în această etapă, Grupul nu raportează separat măsuri dedicate materiilor prime critice și pământurilor rare, urmând să analizeze oportunitatea unei astfel de delimitări în funcție de relevanța pentru portofoliul de echipamente;
- utilizarea materiilor prime secundare este susținută în principal prin creșterea gradului de valorificare/reciclare a materialelor rezultate din lucrări; în 2025, Grupul nu a stabilit încă ținte distincte privind integrarea reciclării în achiziții, dincolo de cerințele tehnice aplicabile;
- principiile de proiectare/alegere a soluțiilor cu durată de viață extinsă și posibilitate de reutilizare/reciclare sunt integrate, unde este fezabil, în activitățile de modernizare și mentenanță, contribuind la reducerea înlocuirilor frecvente și la creșterea valorificării la sfârșitul ciclului de viață;
- practicile circulare includ acțiuni de retenție a valorii (mentenanță, reparații, reutilizare unde este posibil, recuperare de componente și valorificare a materialelor), precum și acțiuni de sfârșit de viață (reciclare/valorificare prin operatori autorizați);
- în lanțul valoric, Grupul aplică cerințe procedurale și de conformare pentru contractori și utilizează operatori autorizați pentru gestionarea deșeurilor, asigurând trasabilitatea documentară și reducerea riscului de generare/gestionare necorespunzătoare a deșeurilor;
- managementul deșeurilor este realizat în linie cu ierarhia deșeurilor, prioritizând prevenirea, reutilizarea, reciclarea și valorificarea, iar eliminarea se face controlat, conform reglementărilor.

Din activitatea de transport al energiei electrice nu rezultă deșeuri tehnologice de proces; deșeurile provin din mentenanță, investiții și activități administrative. Deșeurile rezultă din activitatea de construcție, mentenanță și din activitatea umană. Cantitățile de deșeuri sunt diferite de la an la an, în funcție de volumul lucrărilor de investiții și de mentenanță.

Cantitățile de deșeuri generate sunt centralizate în evidența deșeurilor, iar datele sunt cuprinse în Raportul anual de mediu, aferent fecărei entități organizatorice. Cantitatea totală de deșeuri generată la nivelul Grupului în anul 2025 a fost de:

Anul	Deșeuri generate (t)	Deșeuri valorificate (t)	Deșeuri eliminate (t)	Deșeuri stocate (t)	Indicator de gestionare deșeuri: deșeuri eliminate, valorificate/deșeuri generate
2024	10.341,65	8.550,89	3.174,29	2.670,22	113.38 %
2025	22.081,09	16.011,03	7.168,57	7.164,46	104.97%

Pentru valorificarea și/sau eliminarea deșeurilor, Transelectrica deține contracte încheiate cu operatori autorizați în gestionarea deșeurilor, conform reglementărilor în vigoare. Pentru fiecare tip de deșeu generat, sunt stabilite soluții specifice de valorificare și/sau eliminare, asigurând astfel conformitatea cu cerințele legale și reducerea impactului asupra mediului.

Tipuri de deșeuri	Cantități generate în anul 2024		Cantități generate în anul 2025	
Deșeuri periculoase	4.334 t	41,91%	907,35 t	4,12%
Deșeuri nepericuloase	6.008 t	58,09%	21.173,74,50 t	95,88%
Total	10.342 t	100%	22.081,09 t	100%

Prin aceste acțiuni și resurse, Transelectrica urmărește reducerea consumului de resurse, creșterea valorificării materialelor și consolidarea practicilor de economie circulară, în acord cu cerințele legale și cu obiectivele de sustenabilitate ale Companiei.

Ținte legate de utilizarea resurselor și economia circulară (E5-3)

În perioada de raportare 2025, Transelectrica nu a stabilit încă ținte cantitative agregate (cu valori numerice și traiectorii) pentru utilizarea resurselor și economia circulară, având în vedere necesitatea consolidării datelor la nivel de portofoliu (intrări de resurse, ieșiri de resurse/deșeuri, fluxuri pe tipuri de materiale) și a alinierii metodologiilor interne. Cu toate acestea, Compania urmărește eficacitatea politicilor și acțiunilor printr-un set de ținte operaționale și de conformare (MDR-T), monitorizate prin Sistemul de Management Integrat (SR EN ISO 14001:2015), evidențele de gestiune/trasabilitate și raportările de mediu.

Ținte de proces / conformare (MDR-T)			
T1 – Îmbunătățirea gestionării deșeurilor (intrări/ieșiri)	T2 – Trasabilitate și conformare pentru deșeuri	T3 – Prelungirea duratei de viață a echipamentelor și reducerea risipei de materiale	T4 – Integrarea cerințelor de circularitate în lucrări și achiziții (unde este fezabil)
Aplicarea consecventă a ierarhiei deșeurilor, cu prioritate pentru prevenire, reutilizare și valorificare/reciclare, și asigurarea tratării/eliminării controlate acolo unde valorificarea nu este posibilă.	Mentținerea trasabilității documentare și utilizarea operatorilor autorizați pentru colectare/transport/valorificare/eliminare, inclusiv verificări și evidențe interne, pentru a reduce riscurile de neconformitate și incidente.	Integrarea în procesele de mentenanță/modernizare a practicilor de retenție a valorii (mentenanță, reparații și reutilizare unde este posibil), pentru reducerea necesarului de înlocuire frecventă și a consumului de materii prime primare.	Includerea, acolo unde este posibil și compatibil cu cerințele tehnice și de siguranță, a cerințelor privind reutilizarea/reciclarea și gestionarea deșeurilor în documentațiile de lucru și în relația cu contractorii.

Corelarea Țintelor cu domeniile cerute. Țintele descrise se raportează la intrările de resurse și la ieșirile de resurse (inclusiv deșeuri), după cum urmează:

- *proiectare circulară:* în anul 2025 nu sunt stabilite ținte dedicate de proiectare circulară la nivel de produs, însă criterii de durabilitate și posibilitatea de reutilizare/reciclare sunt integrate, unde este fezabil, în modernizări și soluții tehnice;
- *creșterea ratei de utilizare circulară a materialelor:* țintele T1–T3 susțin creșterea valorificării/reciclării și recuperării materialelor rezultate din lucrări;
- *reducerea materiei prime primare:* ținta T3 urmărește reducerea risipei și a necesarului de înlocuire, prin prelungirea duratei de viață și reutilizare unde este posibil;
- *aprovizionare durabilă și resurse regenerabile:* în anul 2025 nu sunt stabilite ținte dedicate pentru resurse regenerabile; aspectele de aprovizionare sunt abordate prin cerințe de conformare și achiziție responsabilă, unde este aplicabil;
- *gestionarea deșeurilor:* țintele T1–T2 vizează pregătirea pentru tratarea corespunzătoare, trasabilitate și utilizarea operatorilor autorizați.
- *alte aspecte:* integrarea cerințelor de circularitate în lucrări și relația cu contractorii (ținta T4).

Nivelul din ierarhia deșeurilor. Țintele T1–T2 se alocă în principal nivelurilor: prevenire, pregătire pentru reutilizare, reciclare/valorificare, respectiv eliminare controlată (acolo unde valorificarea nu este posibilă), în conformitate cu ierarhia deșeurilor.

Caracter obligatoriu sau voluntar. Țintele legate de trasabilitate, conformare și tratarea deșeurilor (T1–T2) sunt, în mare parte, obligatorii, derivând din cerințe legale privind regimul deșeurilor și conformarea la cerințele de mediu. Țintele privind retenția valorii și integrarea circularității (T3–T4) sunt voluntare, fiind orientate către îmbunătățirea performanței și eficienței operaționale, în limitele cerințelor tehnice și de siguranță.

Intrări de resurse (E5-4)

În acord cu analiza de dublă materialitate și cu IRO identificate pentru ESRS E5, intrările de resurse relevante pentru Transelectrica sunt asociate în principal activităților de mentenanță, modernizare și extindere a infrastructurii RET, precum și funcționării curente (sedii și stații), și pot influența atât consumul de resurse, cât și generarea de deșeuri și costurile asociate pe ciclul de viață.

Descrierea intrărilor de resurse. Principalele categorii de intrări de resurse în operațiunile proprii și, în măsura relevantă, în lanțul valoric din amonte includ:

- *produse și materiale tehnice* utilizate în lucrări și mentenanță (de exemplu: metale și conductoare, izolatori și componente pentru stații/LEA, materiale de construcții, uleiuri și alte substanțe relevante pentru echipamente);
- *ambalaje* asociate livrărilor de echipamente și materiale, acolo unde este cazul;
- *apă*, utilizată în principal pentru consumuri operaționale în sedii și stații (și, unde este aplicabil, pentru activități auxiliare);
- *imobilizări corporale* (active și componente instalate/înlocuite în infrastructură), care reprezintă fluxuri de materiale semnificative la nivel de proiecte de investiții și modernizare;
- *materii prime critice și pământuri rare:* în 2025, Grupul nu raportează separat aceste componente în intrările de resurse, întrucât nu există încă o clasificare consolidată la nivel de portofoliu; analiza relevanței acestora va fi dezvoltată etapizat, în funcție de structura echipamentelor achiziționate și de datele disponibile.

Date cantitative (tone/kg) privind materialele utilizate. În anul de raportare 2025, Transelectrica nu prezintă încă date cantitative agregate în tone/kg privind: (a) greutatea totală a produselor și materialelor utilizate, (b) procentul de materiale biologice durabile și sistemele de certificare aferente și (c) greutatea/procentul componentelor reutilizate sau al materialelor secundare utilizate, deoarece datele sunt gestionate în prezent la nivel de proiect/achiziții/gestiune și nu sunt consolidate într-o metodologie standardizată ESRS pentru raportare agregată. Grupul își propune să consolideze treptat colectarea și standardizarea acestor date în raportările viitoare.

Metodologii de calcul, măsurători vs estimări și ipoteze. Datele privind intrările de resurse sunt colectate în prezent preponderent din evidențe interne (achiziții, gestiune materiale, documente de proiect și recepții), iar pentru unele categorii (de ex. apă) din evidențele operaționale aferente consumurilor. În lipsa unei consolidări la nivel de portofoliu pentru raportarea ESRS în 2025, Grupul nu utilizează încă o metodologie unitară de transformare a acestor evidențe în indicatorii cantitativi solicitați (tone/kg, procente de materiale secundare/biologice). În etapa următoare, Transelectrica va dezvolta o metodologie internă care să stabilească sursele de date, regulile de conversie și ipotezele principale (inclusiv tratamentul variației anuale determinată de volumele de investiții/mentenanță).

leșiri de resurse (E5-5)

Activitatea de transport al energiei electrice nu generează în mod direct deșeuri, însă acestea rezultă ca efect secundar al proceselor de construcție, mentenanță și activități administrative. În cadrul lucrărilor de modernizare a infrastructurii și întreținerii rețelelor electrice, se produc diverse tipuri de deșeuri, inclusiv materiale de construcție, echipamente uzate, uleiuri industriale și ambalaje. De asemenea, activitatea umană desfășurată în cadrul stațiilor și sediilor Grupului contribuie la generarea unor deșeuri menajere și specifice activităților de birou.

Cantitatea de deșeuri rezultate variază de la an la an, fiind influențată de volumul lucrărilor de investiții și de mentenanță. În perioadele cu proiecte ample de re tehnologizare și modernizare a infrastructurii, se înregistrează o creștere a cantității de materiale scoase din uz, în timp ce în anii cu activitate operațională redusă, volumul deșeurilor este mai mic.

Grupul Transelectrica aplică strategii de gestionare eficientă a acestor deșeuri, punând accent pe reciclare, reutilizare și valorificare, conform principiilor economiei circulare și cerințelor legislative în vigoare.

Nr. crt.	Tip de deșeu	Cod din HGR 856/2002	Valorificare		Eliminare	
			Reciclare	Coincinerare	Incinerare	Depozitare
1	Materiale plastice (echipamente personal)	07 02 13	-	-	x	-
2	Alte deșeuri nespecificate	07 02 99	-	-	x	-
3	Deșeuri de tonere de imprimante	08 03 18	x	-	-	-
4	Uleiuri minerale hidraulice	13 01 10*	x	-	-	-
5	Uleiuri sintetice de motor, de transmisie și de ungere	13 02 06*	x	-	-	-
6	Alte uleiuri de motor, de transmisie și de ungere	13 02 08*	-	-	x	-
7	Uleiuri minerale neclorinate izolante	13 03 07*	x	-	-	-

Nr. crt.	Tip de deșeu	Cod din HGR 856/2002	Valorificare		Eliminare	
			Reciclare	Coincinerare	Incinerare	Depozitare
	și de transmitere a căldurii					
8	Nămoluri de la separatoare apă-ulei	13 05 02*	-	-	x	-
9	Ape uleioase de la separatoarele apă-ulei	13 05 07 *	-	-	x	-
10	Ambalaje hârtie și cartoane	15 01 01	x	-	-	-
11	Ambalaje de materiale plastice	15 01 02	x	-	-	-
12	Ambalaje metalice	15 01 04	x	-	-	-
13	Absorbanti contaminati cu subst.periculoase	15 02 02*	-	-	x	-
14	Îmbrăcăminte de protecție	15 02 03	-	-	x	-
15	Anvelope scoase din uz	16 01 03	x	-	-	x
16	Baterii cu plumb	16 01 06*	x	-	-	-
17	Filtre de ulei	16 01 07*	x	-	-	x
18	Plăcuțe de frână	16 01 12	x	-	-	x
19	Metale feroase	16 01 17	x	-	-	-
20	Metale neferoase	16 01 18	x	-	-	-
21	Echipamente casate cu conținut de componente periculoase	16 02 13*	x	-	-	-
22	Deșeuri de echipamente electrice și electronice casate (DEEE)	16 02 14	x	-	-	x
23	Componente demontate din echipamente casate	16 02 16	x	-	-	-
24	Baterii cu Pb	16 06 01*	x	-	-	-
25	Baterii alcaline	16 06 04	x	-	-	-
26	Baterii acumulatori	16 06 05	x	-	-	-
27	Baterii acumulatori	16 06 05	x	-	-	-
28	Țigle și materiale ceramice (Izolatori porțelan)	17 01 03	-	-	-	x
29	Deșeuri demolări	17 01 07	x	-	-	-
30	Lemn	17 02 01	x	-	-	-
31	Sticlă	17 02 02	x	-	-	-
32	Materiale plastice	17 02 03	x	-	-	-
33	Cupru, bronz, alamă	17 04 01	x	-	-	-
34	Aluminiu	17 04 02	x	-	-	-
35	Fier și oțel	17 04 05	x	-	-	-
36	Amestecuri metalice (fonta)	17 04 07	x	-	-	-
37	OI-Al (cabluri)	17 04 11	x	-	-	-
38	Amestecuri de deșeuri de la construcții și demolări	17 09 04	-	-	-	x
39	Obiecte ascuțite	18 01 01	-	-	x	x

Nr. crt.	Tip de deșeu	Cod din HGR 856/2002	Valorificare		Eliminare	
			Reciclare	Coincinerare	Incinerare	Depozitare
40	Deșeuri medicale infectioase-înțepătoare	18 01 03*	-	-	x	x
41	Medicamente	18 01 09	-	-	-	x
42	Cauciuc	19 12 04	-	-	x	-
43	Hârtie și carton	20 01 01	x	-	-	-
44	Textile	20 01 11	x	-	-	-
45	Tuburi fluorescente și alte deșeuri cu conținut de mercur	20 01 21*	x	-	-	x
46	Echipamente electrice și electronice casate	20 01 36	x	-	-	-
47	Materiale plastice	20 01 39	x	-	-	-
48	Metale	20 01 40	x	-	-	-
49	Deșeuri municipale amestecate	20 03 01	-	-	x	x
50	Nămoluri din fose septice	20 03 04	-	-	-	x

Metodologie și surse de date. Datele privind deșeurile provin din evidența deșeurilor și raportările de mediu la nivelul entităților organizatorice, consolidate la nivel de companie. Clasificarea pe tipuri de deșeuri se realizează conform listei naționale (HGR 856/2002) și cerințelor legale aplicabile, iar cantitățile sunt determinate preponderent prin măsurători/cântăriri la predarea către operatori autorizați (documente de trasabilitate), completate, unde este cazul, de estimări operaționale pentru stocuri/fluxuri interne.

Deșeuri periculoase și nepericuloase

În cadrul Transelectrica se urmărește cu strictețe aplicarea ierarhiei deșeurilor, prioritatea principală fiind prevenirea generării acestora. Pentru a atinge acest obiectiv, se implementează programe periodice de informare a angajaților, alături de alte instrumente de control și monitorizare. Atunci când evitarea producerii deșeurilor nu este posibilă, se depun eforturi pentru minimizarea cantității generate, prin identificarea unor opțiuni de reutilizare, reciclare și valorificare energetică, fără a perturba procesele operaționale și fără a compromite siguranța rețelei de transport al energiei electrice.

Ca urmare a activităților desfășurate, se generează atât deșeuri periculoase, cât și deșeuri nepericuloase, provenite din mentenanța infrastructurii, modernizări și activități administrative. Evoluția cantităților de deșeuri este influențată de proiectele anuale de investiții și întreținere. Se realizează o monitorizare continuă a fluxurilor de deșeuri, asigurând conformitatea cu cerințele OUG nr. 92/2021 privind regimul deșeurilor și aplicarea unor soluții optime pentru colectare, reciclare, eliminare sau valorificare.

Mai jos se regăsește situația centralizată a cantităților de deșeuri gestionate defalcate pe tipuri de deșeu: nepericuloase/periculoase, incluzând cantitatea generată, valorificată, eliminată și rămasă în stoc pentru anul 2025.

Nr. crt.	Tip deșeu denumire		Generate	Valorificare		Eliminare		Stocate initial	Stocate final
		cod	tone	Recic.	Coincinerare	Incinerare	Depozitare		
1	Piele	02 01 02	0.004	0	0	0	0	0.0152	0.0192
2	Materiale plastice (echipament personal)	07 02 13	0.012	0	0	0	0	0.518	0.53
3	Alte deșeuri nespecificate	07 02 99	0.272	0	0	0	0	0.316	0.588
4	Deseuri de tonere de imprimante	08 03 18	0.207	0	0	0.207	0	0	0
5	Uleiuri minerale hidraulice	13 01 10*	0.0927	0	0	0	0	0.1133	0.206
6	Ulei uzat motor	13 02 06*	0.082	0	0	0	0	0.5161	0.5981
7	Ulei uzat de motor	13 02 08*	0.1938	0.111	0	0	0	0.306	0.3888
8	Ulei uzat	13 03 07*	106.0124	121.28	26.537	0	0	221.5389	179.7343
9	Namoluri de la separatoare apa-ulei	13 05 02*	1.765	0	0.56	0.68	0.38	0	0.145
10	Ulei de la separatoarele ulei/apa	13 05 06*	0.39	0	0	0.39	0	0	0
11	Ape uleioase de la separatoarele ulei/apa	13 05 07*	30.385	0	0	2.285	28.1	0	0
12	Ambalaje hartie și cartoane	15 01 01	3.085	3.085	0	0	0	0	0
13	Ambalaje plastic	15 01 02	2.65	2.7451	0	0	0	0.1221	0.027
14	Ambalaje metalice	15 01 04	0.525	0.525	0	0	0	0	0
15	Absorbanti contaminati cu subst.periculoase	15 02 02*	0.021	0	0	0	0	0.482	0.503
16	Imbrăcăminte de protecție	15 02 03	0.725	0	0.303	0.327	0	0.759	0.854
17	Anvelope uzate	16 01 03	0.115	0.008	0.115	0	0	0.008	0
18	Filtre de ulei	16 01 07*	0.005	0	0	0	0	0.022	0.027
19	Metale feroase	16 01 17	0	0	0	0	0	0.05	0.05
20	Echipamente casate cu continut de componente periculoase	16 02 13*	735.303	829.906	0	0	0	789.94	695.337
21	Deseuri de echipamente electrice și electronice casate (DEEE) /	16 02 14	264.97345	1058.085	0	0	0	1439.1523	646.04065
22	Componente periculoase demontate din echipamente casate	16 02 15*	0	0	0	0	0	0.16	0.16
23	Componente demontate din echipamente casate	16 02 16	7.3497	7.7263	0	0	0	6.1655	5.7889
24	Izolatori compozit	16 03 04	0	0	0	0	0	0.082	0.082
25	Baterii cu Pb	16 06 01*	31.833	31.864	0	0	0	6.8735	6.8425
26	Baterii alcaline	16 06 04	0.0017	0.0017	0	0	0	0.0059	0.0059
27	Baterii/Acumulatori	16 06 05	0.2004	0.2	0	0	0	0.001	0.0014
28	Betoane	17 01 01	12729.73	12729.73	0	0	0	0	0

Nr. crt.	Tip deseu denumire		Generate	Valorificare		Elimina		Stocate initial	Stocate final
29	Izolatori portelan	17 01 03	0.044	0.004	0	0	0	95.756	95.796
30	Deseuri demolari	17 01 07	4831.32	0	0	0	4831.32	0	0
31	Lemn	17 02 01	0.5399	0	0.275	0	0	0.299	0.5639
32	Sticla	17 02 02	0.06	23.558	0	0	0	50.146	26.648
33	Materiale plastic	17 02 03	0.061	0	0	0	0	0	0.061
34	Cu	17 04 01	0.0908	1.4495	0	0	0	1.4088	0.0501
35	Al	17 04 02	20.21962	27.6662	0	0	0	24.1044	16.65782
36	Fier	17 04 05	685.3295	744.3763	0	0	0	804.25979	745.213
37	Fonta (am. metalice)	17 04 07	167.09783	174.4685	0	0	0	674.6348	667.26413
38	Ol-Al (cabluri)	17 04 11	66.907	97.332	0	0	0	102.045	71.62
39	Pamant si pietre	17 05 04	16.5	16.5	0	0	0	0	0
40	Materiale de constructii cu continut de azbest	17 06 04	0.046	0	0	0	0	0.6889	0.7349
41	Deseuri sanitare	18 01 01	0.0043	0	0	0.0043	0	0	0
42	Deseuri medicale infectioase-intepatoare	18 01 03*	0.0393	0	0	0.0407	0	0.0014	0
43	Deseuri medicale	18 01 09	0.0025	0	0	0.0025	0	0	0
44	Cauciuc	19 12 04	0.0514	0	0	0.03	0	0.1283	0.1497
45	Hartie	20 01 01	19.374	18.487	0	0	0	0.195	1.082
46	Textile	20 01 11	0.1138	0	0	0	0	0.1606	0.2744
47	Tuburi fluorescente	20 01 21*	0.0471	0.0372	0	0	0	0.2779	0.2878
48	Bat,	20 01 33*	0.021	0.011	0	0	0	0	0.01
49	Echipamente electrice si electronice casate	20 01 36	2.942	2.942	0	0	0	0.021	0.021
50	Materiale plastice	20 01 39	0.335	0.331	0	0	0	0.008	0.012
51	Metale	20 01 40	0.252	0.11	0	0	0	0.0015	0.1435
52	Deseuri de tip municipal	20 03 01	552.429	0	0	0.048	552.381	0	0
53	Namoluri din fose septice	20 03 04	1701.935	0	0	0	1744.135	99.1	56.9
	TOTAL		21981.6952	15892.54	27.79	4.0145	7156.316	4320.38319	3221.418

Deșeuri generate	2025	2024
Cantitate totală deșeuri generate (tone)	22,081	10,342
Deșeuri deviate de la eliminare (tone)	15,983	8,551
pregătire pentru reutilizare (tone)	0	0
reciclare deșeuri periculoase (tone)	984	4,552
reciclare deșeuri nepericuloase (tone)	14,999	3,999
Deșeuri direcționate către eliminare (tone)	7,196	3,174
incinerare cu recuperare de energie, deșeuri periculoase (tone)	3	0
incinerare cu recuperare de energie, deșeuri nepericuloase (tone)	1	504
depozitare (tone)	7,164	2,670
altă operațiune de eliminare (tone)	28	0
Cantitate deșeuri nereciclate (tone)	6,098	1,791
Procent deșeuri nereciclate (%)	28%	17%
Deșeuri periculoase generate în anul de raportare (tone)	907	4,334
Cantitate totală deșeuri radioactive generate (tone)	-	-

Pentru o gestionare eficientă a deșeurilor rezultate din activitățile Grupului Transelectrica, sunt implementate proceduri clare, respectând reglementările în vigoare privind protecția mediului și economia circulară.

Primul pas în acest proces este identificarea și clasificarea deșeurilor, prin întocmirea unei liste detaliate cu tipurile de materiale rezultate din activitatea Grupului. Aceasta include atât deșeurile periculoase, provenite din utilizarea uleiurilor industriale sau echipamentelor electrice casate, cât și deșeurile nepericuloase, cum ar fi resturile de materiale de construcții, ambalajele și deșeurile menajere din spațiile administrative.

Ulterior, deșeurile sunt colectate și stocate temporar în spații special amenajate, conform cerințelor legale și în condiții de siguranță, pentru a evita orice risc de contaminare a solului, apei sau aerului. Această etapă este esențială pentru gestionarea corectă a fluxurilor de deșeuri și optimizarea proceselor de valorificare.

După colectare, are loc transportul deșeurilor către unități autorizate, în baza contractelor încheiate cu operatori specializați. În funcție de tipul de deșeu, acesta este fie valorificat, prin procese de reciclare sau reutilizare, fie eliminat în condiții controlate, conform normelor de mediu.

Gestionarea responsabilă a deșeurilor presupune și întocmirea evidenței gestiunii acestora, prin monitorizarea și raportarea cantităților generate, valorificate și eliminate.

În plus, Grupul transmite periodic raportările necesare către autoritățile competente, asigurând transparența și conformitatea cu reglementările privind protecția mediului.

Prin aceste măsuri, Grupul Transelectrica își consolidează angajamentul față de gestionarea sustenabilă a resurselor și implementarea principiilor economiei circulare, reducând impactul asupra mediului și optimizând utilizarea materialelor în toate procesele operaționale.

Efectele financiare anticipate ale impacturilor, riscurilor și oportunităților legate de utilizarea resurselor și de economie circulară (E5-6)

Având în vedere că anul 2025 reprezintă al doilea an de raportare al Transelectrica în conformitate cu standardele ESRS și că implementarea cerințelor se realizează etapizat, Compania aplică o abordare prudentă pentru prezentarea efectelor financiare anticipate aferente utilizării resurselor și economiei circulare. În conformitate cu prevederile Regulamentului delegat (UE) 2025/1416 privind introducerea treptată a anumitor cerințe, Grupul Transelectrica poate prezenta în această etapă informații preponderent calitative, întrucât nu există încă o metodologie internă consolidată și un set de date comparabile la nivel de portofoliu care să permită o cuantificare robustă și verificabilă (de tip expuneri monetare, intervale de impact și reconciliere cu situațiile financiare).

Cu toate acestea, Grupul evaluează calitativ principalele canale prin care pot apărea efecte financiare în legătură cu E5, în special: (i) costuri de conformare și operare asociate gestionării deșeurilor și trasabilității acestora; (ii) posibile variații ale costurilor și disponibilității soluțiilor de valorificare/eliminare în funcție de piața serviciilor și de modificările de reglementare; (iii) costuri de investiții și mentenanță pentru prelungirea duratei de viață a echipamentelor și optimizarea consumurilor; și (iv) oportunități de eficientizare pe termen mediu prin reducerea risipei, creșterea valorificării materialelor și îmbunătățirea predictibilității costurilor de gestionare a deșeurilor.

Grupul Transelectrica va continua dezvoltarea progresivă a cadrului intern necesar pentru estimarea și, ulterior, cuantificarea acestor efecte financiare, prin consolidarea datelor privind intrările/ieșirile de resurse, fluxurile de deșeuri și costurile asociate și prin armonizarea metodologiilor de evaluare, astfel încât prezentările viitoare să fie complete, comparabile și aliniate cerințelor ESRS.

CAPITOLUL III

Taxonomia UE (conform ESRS și Regulamentului UE 2020/852) (ESRS E1 – E5)

Taxonomia UE

Acest capitol descrie informațiile prezentate de Grupul Transelectrica în temeiul articolului 8 din Regulamentul privind taxonomia (Regulamentul (UE) 2020/852) pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025. Informațiile respectă cerințele de raportare în temeiul art. 8 al Regulamentului privind taxonomia și ale Regulamentelor Delegate ulterioare: Regulamentul Delegat al Comisiei (UE) 2021/2178, Regulamentul Delegat al Comisiei (UE) 2021/2139, Regulamentul Delegat al Comisiei (UE) 2022/1214, Regulamentul Delegat al Comisiei (UE) 2023/2485, Regulamentul Delegat al Comisiei (UE) 2023/2486 și Regulamentul Delegat al Comisiei (UE) 2026/73.

În tabelul de mai jos este prezentată proporția activităților economice aliniate (A1), eligibile (A2) și neeligibile (B) din perspectiva Taxonomiei pentru Grupul Transelectrica., conform art. 8, alin. (2) Regulamentul de taxonomie.

Art. 8 (2) Regulamentul privind taxonomia

Grupul Transelectrica	Proporția activităților economice eligibile pentru taxonomie și neeligibile în cifra de afaceri totală, CapEx și OpEx – Anul Financiar 2025			
	Total (mii RON)	Activități eligibile și aliniate (A1):	Activități eligibile și nealiniate (A2):	Activități neeligibile (B):
Cifra de afaceri (mii lei)	5.513.252		5.513.252	-
Cheltuieli de capital (CapEx) (mii lei) - Conform 2844/ 2016	863.338		757.510	105.828
Cheltuieli de capital (CapEx) (mii lei) - Conform IFRS	862.413		757.510	104.903
Cheltuieli operaționale (OpEx) (mii lei)	82.078		44.536	37.542

Evaluarea conformității cu Regulamentul (UE) 2020/852

În contextul tranziției către o economie durabilă, Taxonomia UE reprezintă un cadru esențial pentru clasificarea activităților economice care contribuie la obiectivele de mediu stabilite la nivel european. Conform Regulamentului (UE) 2020/852 și regulamentelor delegate aferente, acest sistem de clasificare ajută companiile, investitorii și factorii de decizie să identifice activitățile care sprijină sustenabilitatea și să îmbunătățească transparența raportării.

Criterii pentru activitățile economice durabile din punctul de vedere al mediului

În scopul stabilirii gradului de durabilitate din punctul de vedere al mediului al unei investiții, o activitate economică se califică drept durabilă din punctul de vedere al mediului în cazul în care activitatea economică respectivă:

(a) contribuie în mod substanțial la unul sau mai multe dintre obiectivele de mediu, respectiv:

- ☐ atenuarea schimbărilor climatice;
- ☐ adaptarea la schimbările climatice;
- ☐ utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă și a celor marine;
- ☐ tranziția către o economie circulară;
- ☐ prevenirea și controlul poluării;
- ☐ protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor.

(b) nu prejudiciază în mod semnificativ niciunul dintre obiectivele de mediu;

(c) este efectuată în conformitate cu garanțiile minime – proceduri aplicate de o întreprindere care desfășoară o activitate economică pentru a asigura alinierea cu orientările Organizației pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE) privind întreprinderile multinaționale și cu Principiile directe ale ONU privind afacerile și drepturile omului, inclusiv cu principiile și drepturile stabilite în cele opt convenții fundamentale identificate în Declarația Organizației Internaționale a Muncii cu privire la principiile și drepturile fundamentale la locul de muncă și cu cele stabilite în Carta internațională a drepturilor omului;

(d) respectă criteriile tehnice de examinare.

Cadrul european privind finanțarea durabilă și transparența informațiilor de mediu a continuat să evolueze, iar prin Regulamentul delegat (UE) 2026/73, Comisia Europeană a actualizat cerințele de raportare prevăzute la articolul 8 din Regulamentul (UE) 2020/852, prin simplificarea conținutului și a modului de prezentare a informațiilor referitoare la activitățile economice durabile din punctul de vedere al mediului, precum și prin ajustarea anumitor criterii tehnice de examinare relevante pentru aplicarea taxonomiei UE. Deși noul regulament se aplică de la 1 ianuarie 2026, acesta prevede și posibilitatea menținerii cadrului anterior pentru exercițiul financiar care începe în 2025; Transelectrica va aplica însă cerințele actualizate pentru anul de raportare 2025.

Prin acest regulament se introduce pragul de materialitate de 10%; astfel, trebuie exceptate din analiză activitățile neimportante, respectiv activitățile care generează cumulativ mai puțin de 10% din cifra de afaceri, cheltuielile de capital (CapEx) sau cheltuielile operaționale (OpEx).

Pentru anul de raportare 2025, pe baza analizei de conformitate efectuate, Transelectrica raportează activitățile economice relevante ca fiind eligibile din punctul de vedere al taxonomiei UE, dar nealiniate. Această prezentare reflectă faptul că, deși activitățile intră în domeniul de aplicare al taxonomiei, îndeplinirea tuturor criteriilor tehnice necesare pentru calificarea lor drept activități aliniate nu este demonstrată în acest stadiu, în special din perspectiva cerințelor DNSH aferente obiectivului de adaptare la schimbările climatice și ale garanțiilor minime. Această analiză a fost reluată și pentru 2024, iar în urma reexaminării criteriilor tehnice și ale garanțiilor minime, Grupul a concluzionat că activitatea 4.9 CCM Transportul și distribuția energiei electrice este doar eligibilă. Acest lucru nu are impact în raportarea tabelară pentru anul în curs.

Prin urmare, raportarea aferentă anului 2025 oferă o imagine transparentă asupra ponderii activităților eligibile ale Transelectrica și asupra stadiului actual al alinierii acestora la taxonomia UE, în condițiile aplicării cadrului revizuit introdus prin Regulamentul delegat (UE) 2026/73.

În procesul de studiu și analiză a gradului de eligibilitate și aliniere a activităților Transelectrica la Taxonomie, s-au parcurs următorii pași:

- a) clasificarea și gruparea activităților economice ale Transelectrica;
- b) analiza eligibilității activităților identificate;
- c) evaluarea conformității cu criteriile tehnice stabilite prin Regulamentul delegat (UE) 2021/2139 pentru contribuția la obiectivele de mediu de atenuare și adaptare la schimbările climatice și Regulamentul delegat (UE) 2023/2486 pentru contribuția la obiectivele de mediu privind utilizarea durabilă și protecția resurselor de apă și a celor marine, tranziția către o economie circulară, prevenirea și controlul poluării, protecția și refacerea biodiversității și a ecosistemelor;
- d) analiza principiului DNSH („A nu prejudicia în mod semnificativ”). Activitățile nu trebuie să provoace prejudicii semnificative celorlalte obiective de mediu ale UE definite în Regulamentul (UE) 2020/852;
- e) verificarea respectării garanțiilor sociale minime.

Obiectivele și țintele de mediu determinate la nivel de Transelectrica au urmărit menținerea unui sistem de management de mediu performant, prevenirea și reducerea poluării, astfel încât impactul rețelei electrice de transport și a activităților desfășurate asupra mediului de către Companie să se încadreze în limitele cerințelor naționale și europene.

Atingerea acestor obiective și ținte s-a realizat prin acțiunile cuprinse în Programul anual de Management de Mediu pentru reducerea poluării aerului, apei, solului, reducerea nivelului de zgomot și vibrații, perfecționarea managementului deșeurilor și al apelor uzate, refacerea cadrului natural după execuția lucrărilor de mentenanță/ modernizare/retehnologizare, protecția faunei și florei și monitorizarea factorilor de mediu.

Dintre obiectivele principale ale Transelectrica cu relevanță în ceea ce privește taxonomia, reamintim:

- furnizarea serviciului de transport și de sistem al energiei electrice la nivelul cerințelor și așteptărilor clienților și al standardelor de performanță definite în reglementări și contracte;
- optimizarea exploatării infrastructurii RET pentru asigurarea calității energiei electrice transportate conform cerințelor ENTSO-E și Codului tehnic al RET, cu limitarea impactului negativ asupra mediului înconjurător la nivel admisibil pe plan european;
- asigurarea accesului participanților la RET, ca suport al pieței angro de electricitate, în mod transparent, echidistant și nediscriminatoriu;
- dezvoltarea și modernizarea RET, în acord cu necesitățile utilizatorilor;
- susținerea dezvoltării și diversificării pieței interne și regionale de energie electrică în perspectiva integrării în piața europeană;
- contribuția majoră la asigurarea dezvoltării durabile a economiei naționale.

În urma evaluării, în conformitate cu cerințele legislative, am identificat activitatea principală a Grupului ca fiind eligibilă conform taxonomiei UE, ceea ce înseamnă că aceastea se regăsește în sectoarele economice considerate esențiale pentru tranziția către sustenabilitate.

Transelectrica are ca scop asigurarea serviciului public pentru toți utilizatorii rețelei de transport, asigurând accesul la rețelele de transport oricărui solicitant care îndeplinește cerințele legii.

Activitatea principală a Grupului este transportul energiei electrice (transportul, dispecerizarea energiei electrice, organizarea și administrarea pieței de energie electrică), conform codului CAEN 3512. Pe cale de consecință, activitatea principală corespunde activității 4.9 – Transportul și distribuția energiei electrice (construirea și exploatarea sistemelor de transport care transportă energia electrică în rețeaua interconectată de foarte înaltă și de înaltă tensiune), prevăzută în Regulamentul delegat (UE) 2021/2139

O activitate economică se califică drept o activitate care contribuie în mod substanțial la unul sau mai multe dintre obiectivele de mediu în cazul în care facilitează în mod direct o contribuție substanțială a altor activități la unul sau mai multe dintre aceste obiective, cu condiția ca activitatea economică respectivă: (a) să nu conducă la un blocaj al activelor care să submineze obiectivele de mediu pe termen lung, având în vedere durata de viață economică a respectivelor active; și (b) să aibă un efect pozitiv substanțial asupra mediului, pe baza unor considerații legate de ciclul de viață.

Prin parcurgerea criteriilor de către departamentele specializate, activitatea identificată nu îndeplinește toate cerințele pentru a fi clasificate ca fiind aliniată în conformitate cu Articolul 3 punctele a) și b) din Regulamentul (UE) 2020/852.

Pentru determinarea indicatorilor privind cifra de afaceri, CapEx și OpEx, am analizat veniturile, investițiile și cheltuielile operaționale coroborat cu cerințele din regulamentul taxonomiei. În acest fel, ne asigurăm că nicio activitate nu este dublu cuantificată.

Niciuna dintre activitățile noastre nu contribuie la mai multe obiective de mediu și, prin urmare, nu este necesară dezagregarea indicatorilor cheie de performanță.

Informații contextuale despre ICP privind cifra de afaceri

Din perspectiva ICP privind cifra de afaceri, prin evaluarea proprie a eligibilității activităților desfășurate, conform codurilor CAEN din actul constitutiv, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2020/852 privind instituirea unui cadru care să faciliteze investițiile durabile, la nivelul Grupului Transelectrica, a fost identificată ca fiind eligibilă 100% activitatea principală de transport de energie (cod 4.9 CCM).

Indicatorul privind cifra de afaceri s-a determinat prin raportarea cifrei de afaceri eligibile pentru taxonomie la cifra de afaceri totală.

Numitorul indicatorului pentru cifra de afaceri se bazează pe cifra de afaceri netă recunoscută în Situațiile financiare consolidate pregătite în conformitate cu Ordinul 2844/ 2016, precum și cu standardele IFRS pentru anul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, în baza politicilor contabile prezentate în nota 3. „Politici contabile – r) Venituri”.

Cifra de afaceri, în sumă totală de 5.513.252 mii RON, se reconciliază cu Situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu Ordinul 2844/ 2016, precum și cu standardele IFRS pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, Nota 22 - Venituri din exploatare. Nu au fost modificări în timpul anului în structura cifrei de afaceri.

Informații contextuale despre ICP CapEx

Din perspectiva ICP privind CapEx, în conformitate cu Regulamentul taxonomiei, numitorul CapEx cuprinde achiziții de imobilizări corporale (IAS 16), necorporale (IAS 38) și leasing financiar (IFRS 16). Prin evaluarea proprie a investițiilor efectuate în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2020/852 privind instituirea unui cadru care să faciliteze investițiile durabile, la nivelul Grupului Transelectrica, au fost identificate investiții aferente activității eligibile generatoare de venit (CAPEX tip A).- 4.9 CCM Transportul și distribuția energiei electrice.

Numitorul include adaosurile la imobilizările corporale și necorporale în cursul exercițiului financiar avut în vedere înainte de depreciere, amortizare și orice reevaluări, inclusiv cele care rezultă din reevaluări și deprecieri, pentru exercițiul financiar relevant și excluzând variațiile valorii juste. Numitorul acoperă, de asemenea, adaosurile la imobilizările corporale și necorporale rezultate din combinații de întreprinderi.

Numărătorul este egal cu partea din cheltuielile de capital inclusă în numitor care: a) se referă la active sau procese care sunt asociate cu activități economice aliniate la taxonomie; b) face parte dintr-un plan de extindere a activităților economice aliniate la taxonomie sau pentru a permite activităților economice eligibile din punct de vedere al taxonomiei să se alinieze la taxonomie.

Categorii principale de investiții:

1. Investiții în infrastructura rețelei de transport:
 - o Modernizarea și extinderea infrastructurii de transport al energiei electrice.
 - o Dezvoltarea stațiilor și liniilor de înaltă tensiune.
 - o Integrarea surselor regenerabile în rețea.
2. Digitalizare și automatizare:
 - o Implementarea rețelelor inteligente (smart grids).
 - o Sisteme SCADA, IoT și tehnologii pentru monitorizarea eficientă a rețelei.
 - o Centre de control și platforme de optimizare a fluxurilor energetice.
3. Eficiență energetică și sustenabilitate:
 - o Reducerea pierderilor tehnologice în rețea.
 - o Sisteme de stocare a energiei și soluții de echilibrare a consumului.
 - o Proiecte pentru conformarea la cerințele de mediu.
4. Alte investiții reglementate:
 - o Active suport necesare pentru funcționarea eficientă a rețelei.

Investitiile efectuate in decursul anului 2025 nu au fost aliniate

Alte investiții relevante pentru Taxonomie (CapEx tip C)

- Activitatea 6.5 „Transportul cu motociclete, autoturisme și vehicule utilitare ușoare” constă în achiziția de autovehicule tip N1, M1 sau electrice – aceasta reprezintă 3,78% din total adiții în an.
- Activitatea 7.1 „Construcția de clădiri noi” constă în construirea unei hale de producție și depozitare, clădire cu funcțiune social-administrativă - aceasta reprezintă 0.16% din total adiții în an.

- Activitatea 7.3 „Instalarea, întreținerea și repararea echipamentelor pentru eficiența energetică” unde s-au înregistrat în special sisteme de climatizare - aceasta reprezintă 0.87% din total aditii în an. Indicatorul CapEx este egal cu CapEx (numărător) eligibil pentru taxonomie împărțit la CapEx total (numitorul trebuie să includă atât imobilizările necorporale, corporale, right of use și aditii rezultate din combinare de întreprinderi) și este recunoscut în Situațiile financiare pregătite în conformitate cu IFRS pentru anul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, în baza politicilor contabile prezentate la nota 3. „Politici contabile – b) Active corporale și d) Imobilizări necorporale”.

Cheltuielile de capital, în sumă totală de 863.338 mii RON, se reconciliază cu Situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu 2844/ 2016, adunând liniile de „Intrari” din Nota 5. „Imobilizari corporale”, „Intrari” din Nota 6. „Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing” și „Achiziții” din Nota 7. „Imobilizari necorporale”.

Cheltuielile de capital, în sumă totală de 862.413 mii RON, se reconciliază cu Situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS, adunând liniile de „Intrari” din Nota 5. „Imobilizari corporale”, „Intrari” din Nota 6. „Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing” și „Achiziții” din Nota 7. „Imobilizari necorporale”. Achizițiile din timpul anului variază în funcție de planul de investiție.

Informații contextuale despre ICP OpEx

Indicatorul OpEx este definit ca OpEx (numărător) eligibil pentru taxonomie împărțit la OpEx total. Conturile de cheltuieli privind prestațiile externe (cheltuieli cu întreținerea și reparațiile, cheltuieli cu redevențe, cheltuieli cu servicii executate de terți) sunt recunoscute în Situațiile financiare pregătite în conformitate cu Ordinul 2844, respectiv IFRS pentru anul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

Cheltuielile operaționale aferente indicatorului OpEx analizat în scopul taxonomie sunt cuprinse în sumele prezentate în bilanța de verificare în conturile 6021 „Cheltuieli cu materialele auxiliare”, 6024 „Cheltuieli privind piesele de schimb”, 6028 „Cheltuieli privind alte materiale consumabile”, 603 „Cheltuieli privind obiectele de inventar”, 611 „Cheltuieli cu reparații clădiri, echipamente, utilaje, mașini și altele”, 612 „Cheltuieli cu chirile”, 615 „Cheltuieli cu pregătirea profesională” și 628 „Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți”.

Total OpEx constă din costuri directe necapitalizate care se referă la cercetare și dezvoltare, măsuri de renovare a clădirilor, închiriere pe termen scurt, întreținere și reparații și orice alte cheltuieli directe legate de deservirea zilnică a activelor, proprietăți, instalații și echipamente.

Numărătorul indicatorului pentru OpEx reprezintă cheltuielile operaționale asociate activităților economice eligibile pentru taxonomie (OpEx tip A), și anume Activitatea 4.9 CCM „Transportul și distribuția energiei electrice.” – cheltuielile înregistrate reprezintă cheltuieli cu întreținerea și reparațiile, cheltuieli IT dedicate întreținerii imobilizărilor corporale, cheltuieli cu pregătirea profesională, cheltuieli cu chirile pe termen scurt. Suma este identificată prin utilizarea de conturi contabile analitice. Cheltuielile legate de întreținerea curentă a elementelor de imobilizări corporale includ reviziile periodice, înlocuirea pieselor uzate, materialele pentru curățenie și dezinfectare, serviciile de mentenanță fiind necesare pentru menținerea funcționării eficiente a echipamentelor și întreținerii clădirilor.

Alte cheltuieli relevante pentru Taxonomie (OpEx tip C)

- Activitatea 6.5 „Transportul cu motociclete, autoturisme și vehicule utilitare ușoare” constă în cheltuieli aferente reparațiilor și mentenanței autovehiculelor tip N1, M1 sau electrice – aceasta reprezintă 3,78% din total adiții în an.
- Activitatea 7.1 „Construcția de clădiri noi” constă în construirea unei hale de producție și depozitare, clădire cu funcțiune social-administrativă - aceasta reprezintă 0.32% din total OPEX în an.
- Activitatea 7.3 „Instalarea, întreținerea și repararea echipamentelor pentru eficiența energetică” unde s-au înregistrat în special cheltuieli cu service-ul sisteme de climatizare - aceasta reprezintă 1.15% din total cheltuieli OPEX în an.

Structura cheltuielilor nu a suferit modificări substanțiale în timpul anului.

Tabelul 1 Proportia din Cifra de afaceri, CAPEX și OPEX generate de produse sau servicii asociate cu activitățile economice eligibile la taxonomie sau aliniate la taxonomie – informații furnizate pentru 31.12.2025 (rezumat al indicatorilor cheie de performanță - KPI)

Exercițiul financiar 31.12.2025															
Indicatori cheie de performanță (KPI) (1)	Total (2)	Proportia de activități eligibile din punct de vedere taxonomic (3)	Activități aliniate la taxonomie (4)	Proportia activităților aliniate la taxonomie (5)	Defalcarea pe obiective de mediu a activităților aliniate la taxonomie						Proportia de activități de facilitare (12)	Proportia de activități de tranziție (13)	Activități neevaluate considerate nemateriale (14)	Activități aliniate la taxonomie în exercițiul financiar precedent (31.12.2024) (15)	Proportia activităților aliniate la taxonomie în exercițiul financiar precedent (31.12.2024) (16)
					Atenuarea schimbărilor climatice (6)	Protejarea biodiversității (7)	Apa (8)	Economia circulară (9)	Poluarea (10)	Biodiversitatea (11)					
Text	mii RON	%	LEI/RON	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	mii RON	%
Cifra de afaceri	5,513,252	100.00%	0	0%										0	%
CapEx - conform 2844/ 2016	863,338	87.74%	0	0%										0	0%
CapEx - conform IFRS	862,413	87.84%	0	0%										0	0%
OPEX	82,078	54.26%	0	0%										0	0%

Tabelul 2 - Proporția din Cifra de afaceri generată de produse sau servicii asociate cu activitățile economice eligibile la taxonomie sau aliniate la taxonomie – informații furnizate pentru 31.12.2025 (defalcarea activității)

Indicatorii cheie de performanță (KPI) raportați Cifra de afaceri													
Exercițiul financiar 31.12.2025													
Activități Economice (1)	Cod (2)	KPI eligibili pentru taxonomie (Proporția din / CapEx eligibile pentru taxonomie) (3)	KPI aliniați la taxonomie (valoarea monetară din Cifrei de afaceri / CapEx / OpEx) (4)	KPI aliniați la taxonomie (Proporția din Cifra de Afaceri, CapEx, OpEx aliniate la taxonomie) (5)	Obiectiv de mediu al activităților aliniate taxonomiei						Activitate de facilitare (12)	Activități de tranziție (13)	Proporția activităților aliniate la taxonomie din activitățile eligibile la taxonomie (14)
					Atenuarea schimbărilor climatice (6)	Adaptarea la schimbările climatice (7)	Apa (8)	Economia circulară (9)	Poluarea (10)	Biodiversitatea (11)			
Text		%	LEI/RON	%	%	%	%	%	%	%	(E - unde se aplică)	(T - unde se aplică)	%
Transportul și distribuția energiei electrice	4.9 CCM	100.00%		%									0%
Suma alinierilor per obiectiv													
Total KPI Cifra de afaceri		100.00%											0%

Tabelul 2 - Proportia din CAPEX generată de produse sau servicii asociate cu activitățile economice eligibile la taxonomie sau aliniate la taxonomie – informații furnizate pentru 31.12.2025 (defalcarea activității) – conform 2844/ 2016

Indicatorii cheie de performanță (KPI) raportați CapEx													
Exercițiul financiar 31.12.2025													
Activități Economice (1)	Cod (2)	KPI eligibili pentru taxonomie (Proportia din / CapEx eligibile pentru taxonomie) (3)	KPI aliniați la taxonomie (valoarea monetară din Cifrei de afaceri / CapEx / OpEx) (4)	KPI aliniați la taxonomie (Proportia din Cifra de Afaceri, CapEx, OpEx aliniate la taxonomie) (5)	Obiectiv de mediu al activităților aliniate taxonomiei						Activitate de facilitare (12)	Activități de tranziție (13)	Proportia activităților aliniate la taxonomie din activitățile eligibile la taxonomie (14)
					Atenuarea schimbărilor climatice (6)	Adaptarea la schimbările climatice (7)	Apa (8)	Economia circulară (9)	Poluarea (10)	Biodiversitatea (11)			
Text		%	LEI/RON	%	%	%	%	%	%	%	(E - unde se aplică)	(T - unde se aplică)	%
Transport urban și suburban, transport rutier de pasageri	4.9 CCM	82.93%											0%
Transport cu motociclete, autoturisme și vehicule utilitare ușoare	6.5 CCM	3.78%											0%
Construirea de clădiri noi	7.1 CCM	0.16%											0%
Instalarea, întreținerea și repararea echipamentelor de eficiență energetică	7.3 CCM	0.87%											0%
Suma alinierilor per obiectiv													
Total KPI CapEx		87.74%	0	0%									0%

Tabelul 2 - Proportia din CAPEX generată de produse sau servicii asociate cu activitățile economice eligibile la taxonomie sau aliniate la taxonomie – informații furnizate pentru 31.12.2025 (defalcarea activității) – conform IFRS

Indicatorii cheie de performanță (KPI) raportați CapEx													
Exercițiul financiar 31.12.2025													
Activități Economice (1)	Cod (2)	KPI eligibili pentru taxonomie (Proportia din / CapEx eligibile pentru taxonomie) (3)	KPI aliniate la taxonomie (valoarea monetară din Cifrei de afaceri / CapEx / OpEx) (4)	KPI aliniate la taxonomie (Proportia din Cifra de Afaceri, CapEx, OpEx aliniate la taxonomie) (5)	Obiectiv de mediu al activităților aliniate taxonomiei						Activitate de facilitare (12)	Activități de tranziție (13)	Proportia activităților aliniate la taxonomie din activitățile eligibile la taxonomie (14)
					Atenuarea schimbărilor climatice (6)	Adaptarea la schimbările climatice (7)	Apa (8)	Economia circulară (9)	Poluarea (10)	Biodiversitatea (11)			
Text		%	LEI/RON	%	%	%	%	%	%	%	(E - unde se aplică)	(T - unde se aplică)	%
Transport urban și suburban, transport rutier de pasageri	4.9 CCM	83.02%											0%
Transport cu motociclete, autoturisme și vehicule utilitare ușoare	6.5 CCM	3.79%											0%
Construirea de clădiri noi	7.1 CCM	0.16%											0%
Instalarea, întreținerea și repararea echipamentelor de eficiență energetică	7.3 CCM	0.87%											0%
Suma alinierilor per obiectiv													
Total KPI CapEx		87.83%	0	0%									0%

Tabelul 2 - Proporția din OPEX generată de produse sau servicii asociate cu activitățile economice eligibile la taxonomie sau aliniate la taxonomie – informații furnizate pentru 31.12.2025 (defalcarea activității)

Indicatorii cheie de performanță (KPI) raportați OPEX													
Exercițiul financiar 31.12.2025													
Activități Economice (1)	Cod (2)	KPI eligibili pentru taxonomie (Proporția din / CapEx eligibile pentru taxonomie) (3)	KPI aliniați la taxonomie (valoarea monetară din Cifrei de afaceri / CapEx / OpEx) (4)	KPI aliniați la taxonomie (Proporția din Cifra de Afaceri, CapEx, OpEx aliniate la taxonomie) (5)	Obiectiv de mediu al activităților aliniate taxonomiei						Activitate de facilitare (12)	Activități de tranziție (13)	Proporția activităților aliniate la taxonomie din activitățile eligibile la taxonomie (14)
					Atenuarea schimbărilor climatice (6)	Adaptarea la schimbările climatice (7)	Apa (8)	Economia circulară (9)	Poluarea (10)	Biodiversitatea (11)			
Text		%	LEI/RON	%	%	%	%	%	%	%	(E - unde se aplică)	(T - unde se aplică)	%
Transport urban și suburban, transport rutier de pasageri	4.9 CCM	52.79%											
Transport cu motociclete, autoturisme și vehicule utilitare ușoare	6.5 CCM	0.32%											
Instalarea, întreținerea și repararea echipamentelor de eficiență energetică	7.3 CCM	1.15%											
Suma alinierilor per obiectiv													
Total KPI OPEX		54.26%	0	0%									0%

CAPITOLUL IV

Responsabilitate Socială

ESRS S1 - S4

1. Forța de muncă proprie (S1 1-17)

Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri (SBM-3)

Transelectrica operează o infrastructură critică națională, cu un profil preponderent tehnic, în care continuitatea și siguranța serviciului public depind direct de disponibilitatea și competențele forței de muncă.

În același timp, reziliența operațională a Grupului este susținută de filiale cu roluri complementare, care extind capabilitățile critice ale Companiei. Pe de-o parte, Teletrans asigură funcția de operator de telecomunicații și tehnologia informației pentru Transelectrica și pentru piața de telecomunicații, furnizând servicii esențiale de operare, mentenanță și dezvoltare a sistemelor IT&C (inclusiv componente relevante pentru monitorizarea și securitatea infrastructurilor critice), ceea ce face ca disponibilitatea competențelor specializate în IT&C și securitate cibernetică să fie determinantă pentru continuitatea activităților. Pe de altă parte, Smart asigură mentenanța, reviziile, reparațiile și intervențiile asupra echipamentelor din rețelele electrice de transport, inclusiv activități de remediere a incidentelor și servicii tehnice specializate; prin natura operațiunilor (lucrări tehnice în teren, intervenții și activități cu cerințe de autorizare/certificare), dependența de o forță de muncă calificată și de cultura SSM este direct legată de siguranța oamenilor și de continuitatea funcționării SEN.

Ca urmare, impacturile reale și potențiale asupra forței de muncă proprii identificate în procesul IRO-1 sunt intrinsec legate de strategia și modelul de afaceri, în două sensuri:

Impacturi care provin din strategie/model de afaceri sau sunt legate de acestea

- *necesitatea unei forțe de muncă specializate și experimentate* decurge direct din rolul de OTS și din complexitatea operării/mentenanței (inclusiv lucrări în teren, înaltă tensiune, lucrul la înălțime, condiții meteo variabile);
- *siguranța și sănătatea în muncă (SSM)* reprezintă un impact material, determinat de natura operațiunilor, cu potențiale consecințe asupra angajaților în absența unor controale robuste;
- *digitalizarea/automatizarea (Smart Grid, sisteme inteligente, instrumente digitale)* produce un impact material asupra modului de lucru (reproiectarea activităților, noi competențe, schimbări de roluri și procese);
- *egalitatea de tratament și diversitatea* sunt relevante pentru funcționarea eficientă a organizației și pentru atractivitatea ca angajator, în contextul unei piețe restrânse de specialiști.

Impacturi care stau la baza strategiei și contribuie la adaptarea acesteia

- IRO-urile legate de deficitul de personal calificat, retenția personalului-cheie și reziliența competențelor influențează deciziile strategice privind investițiile în formare, parteneriate educaționale, mecanisme de retenție și planificarea succesiunii;
- IRO-urile SSM și condițiile de muncă influențează atât modul de proiectare a activităților operaționale, cât și investițiile în echipamente, proceduri, instruirii și monitorizare, pentru a reduce riscurile și a asigura continuitatea SEN;

- IRO-urile privind digitalizarea influențează direcțiile de schimbare organizațională (calificări, cultură, procese), astfel încât tranziția tehnologică să fie implementată fără degradarea performanței operaționale și fără riscuri suplimentare pentru angajați.

Relația dintre riscuri/oportunități și strategie/model de afaceri. Riscurile și oportunitățile semnificative decurg din dependența modelului de afaceri de capitalul uman. În același timp, modul de organizare a muncii (inclusiv timpul de lucru) influențează productivitatea, satisfacția și absenteismul, cu efecte directe asupra capacității operaționale.

- **riscuri:** deficit de personal calificat, dificultăți de retenție a personalului-cheie, accidente/îmbolnăviri profesionale, rezistență la schimbare în implementarea digitalizării, precum și vulnerabilități generate de condiții meteo extreme pentru activitățile în teren. Atractivitatea condițiilor de muncă, împreună cu pachetul total de recompensare, influențează direct recrutarea și retenția în roluri tehnice critice.
- **oportunități:** creșterea eficienței și siguranței prin digitalizare și automatizare, modernizarea competențelor prin formare continuă, crearea unui mediu de muncă mai atractiv și incluziv, îmbunătățirea performanței organizaționale prin consolidarea culturii SSM și a practicilor de management al talentelor.

Aceste elemente sunt reflectate în tabelul de IRO pentru forța de muncă proprie (Impacturi–Riscuri–Oportunități), care fundamentează prioritățile de management și raportare.

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
ESRS S1	Forța de muncă proprie	Condiții de muncă	Locuri de muncă sigure	impact/risc	Impacturi negative: posibile accidente de muncă, poluare accidentală, perturbări operaționale, afectarea biodiversității în zonele de infrastructură electrică
				impact	Impact pozitiv: îmbunătățirea siguranței angajaților prin condiții de lucru mai sigure și prevenirea accidentelor de muncă
			Echilibru între viața profesională și cea privată	risc	Deficit de personal în anumite domenii tehnice – dacă condițiile de muncă nu sunt atractive, poate apărea o dificultate în recrutarea și retenția specialiștilor esențiali pentru funcționarea sistemului
				oportunitate	Crearea unui mediu de muncă mai atractiv și incluziv – modernizarea infrastructurii de lucru, adoptarea unor politici flexibile și sprijinirea echilibrului dintre viața profesională și personală pot îmbunătăți satisfacția angajaților
			Sănătatea și siguranța	risc	Siguranța și sănătatea în muncă – specificul tehnic al activității implică riscuri operaționale ridicate, ceea ce determină necesitatea unor măsuri stricte de protecție a angajaților și îmbunătățirea condițiilor de muncă
				impact	Necesitatea respectării standardelor stricte de sănătate și securitate în muncă – reglementările naționale și europene impun conformarea cu norme specifice pentru prevenirea accidentelor de muncă și a bolilor profesionale
				oportunitate	Îmbunătățirea standardelor de sănătate și siguranță – prin implementarea de noi tehnologii, echipamente de protecție moderne și programe de prevenție, se pot

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
					reduce accidentele și bolile profesionale
				oportunitate	Îmbunătățirea continuă a siguranței la locul de muncă și creșterea eficienței operaționale
				impact	Efectele condițiilor de muncă asupra productivității și satisfacției angajaților – un mediu de lucru sigur, ergonomic și bine organizat contribuie la motivația și retenția personalului, în timp ce condițiile inadecvate pot duce la scăderea performanței și la creșterea absenteismului
				impact/risc	Impacturi negative: posibile accidente de muncă, poluare accidentală, perturbări operaționale, afectarea biodiversității în zonele de infrastructură electrică
		Egalitatea de tratament și de șanse pentru toți	Formare și dezvoltarea competențelor	impact	Impactul digitalizării asupra mediului de lucru – introducerea noilor tehnologii poate schimba modul de lucru, necesitând adaptare la procese automatizate și utilizarea de echipamente moderne
				oportunitate	Creșterea eficienței prin digitalizare și automatizare – reducerea sarcinilor manuale repetitive și utilizarea tehnologiilor avansate pot optimiza procesele și îmbunătăți siguranța la locul de muncă
			Diversitatea	oportunitate	Promovarea diversității și creșterea atractivității ca angajator – Implementarea unor programe de incluziune și egalitate de șanse poate ajuta la atragerea și retenția unei forțe de muncă diverse și talentate Asigurarea tratamentului egal și a oportunităților egale pentru toți angajații contribuie la o cultură organizațională bazată pe respect, diversitate și incluziune

Domeniul de aplicare (includere). Grupul Transelectrica include în domeniul de aplicare al prezentării toate persoanele din forța de muncă proprie care ar putea fi afectate semnificativ de activitatea sa, în raport cu operațiunile proprii și cu relațiile de afaceri relevante. În mod explicit, raportarea acoperă angajații Transelectrica și evidențiază separat informațiile pentru filialele incluse în setul de date al forței de muncă proprii, conform prezentărilor din capitol.

Tipuri de angajați/lucrători nesalariați afectați. Pe baza IRO-urilor identificate, principalele tipuri de persoane din forța de muncă proprie afectate (real sau potențial) includ:

- *angajați (salariați):* personal tehnic-operativ (stații/linii/mentenanță/intervenții), personal de dispecerizare, specialiști IT&C/cyber, ingineri și personal suport în procese critice;
- *lucrători nesalariați* (în sensul practicilor descrise în capitol): participanți la programe de practică și internship (convenții de practică), precum și persoane furnizate de întreprinderi terțe pentru servicii pe amplasamente (ex. activități externalizate), în măsura în care activitatea lor este corelată cu riscuri de SSM și cu cerințe de conformitate în locațiile Transelectrica.

Impacturi negative semnificative – tipologie. Impacturile negative semnificative identificate pentru forța de muncă proprie sunt, preponderent, legate de riscuri ocupaționale și de condițiile de muncă:

- potențiale evenimente/accidente de muncă în activități cu risc ridicat (lucru la înălțime, echipamente de înaltă tensiune, condiții meteorologice extreme);
- posibile efecte asupra sănătății și securității în muncă în lipsa măsurilor de prevenție, instruire și echipare adecvată. În cazul unor incidente operaționale, pot exista și efecte conexe asupra mediului (de exemplu, poluări accidentale), care pot amplifica consecințele asupra continuității operaționale. Aceste efecte asupra mediului sunt tratate detaliat în capitolele de mediu relevante (E2/E4), dar sunt menționate aici ca element asociat incidentelor care pot afecta și forța de muncă proprie. Acestea au o natură predominant operațională și se pot manifesta atât sistemic (prin expunerea inherentă a anumitor roluri), cât și prin incidente individuale, în funcție de contextul operațional.

Impacturi pozitive semnificative – activități și persoane afectate. Impacturile pozitive semnificative identificate includ:

- *îmbunătățirea siguranței și a condițiilor de muncă* prin investiții în SSM, instruiți, standarde și echipamente;
- *dezvoltarea și modernizarea competențelor* prin programe de formare, perfecționare, parteneriate educaționale și mecanisme de integrare a tinerilor specialiști; în plus, digitalizarea și automatizarea pot reduce sarcinile manuale repetitive și pot optimiza procesele, contribuind atât la eficiență, cât și la siguranța la locul de muncă.
- *creșterea atractivității ca angajator* prin politici de echitate, incluziune și beneficii, cu efect asupra retenției și satisfacției. Persoanele impactate pozitiv sunt în special personalul tehnic-operativ și specialiștii implicați în digitalizare (IT&C), precum și categoriile vizate de programe de formare și dezvoltare.

Riscuri și oportunități semnificative pentru întreprindere din impacturi/dependețe

- *riscuri semnificative:* deficit de specialiști, retenția personalului-cheie, riscuri SSM cu potențial de întreruperi operaționale și efect reputațional, precum și rezistență la schimbare în transformarea digitală.
- *oportunități semnificative:* eficiență operațională și reducerea expunerilor prin digitalizare/automatizare; creșterea productivității și a calității execuției prin competențe modernizate; consolidarea performanței SSM și a culturii organizaționale, cu efect asupra continuității serviciului.

Impacturi semnificative din planuri de tranziție (operațiuni verzi/neutre climatic). Planurile și acțiunile asociate modernizării rețelei, digitalizării și tranziției energetice pot genera:

- *reconfigurarea rolurilor* (mai multă operare la distanță, analiză de date, cerințe cyber/IT);
- *nevoia de recalificare/perfecționare* pentru segmente ale forței de muncă, pentru a opera tehnologii noi și procese digitale;
- *oportunități de creare/transformare de locuri de muncă* în arii precum digitalizare, mentenanță avansată, securitate cibernetică și managementul datelor.

Operațiuni cu risc semnificativ de muncă forțată/obligatorie. Pe baza evaluării IRO și a contextului operațional (operațiuni în România/UE, relații de muncă reglementate prin legislație și CCM), nu au fost identificate operațiuni ale Grupului Transelectrica cu risc semnificativ de muncă forțată sau obligatorie în ceea ce privește forța de muncă proprie. Monitorizarea conformității și mecanismele de sesizare/remediere rămân aplicabile, iar riscurile de acest tip sunt urmărite și prin procesele de due diligence relevante.

Operațiuni cu risc semnificativ de muncă a copiilor. În mod similar, nu au fost identificate operațiuni cu risc semnificativ de muncă a copiilor în cadrul forței de muncă proprii. Programele de practică/internship descrise se derulează în cadre formale (convenții, parteneriate educaționale) și cu respectarea condițiilor legale aplicabile.

Înțelegerea expunerii crescute la prejudiciu (grupuri/activități/contexte). Grupul Transelectrica a dezvoltat o înțelegere specifică asupra expunerilor diferențiate la risc, pornind de la natura activităților și de la contextele de lucru:

- *personalul tehnic-operativ și de intervenție* este mai expus la riscuri SSM (lucru la înălțime, echipamente de înaltă tensiune, condiții meteo extreme);
- *personalul din dispecerizare/operare critică* poate fi expus la presiuni operaționale și necesită competențe actualizate, mai ales în contextul digitalizării;
- *segmentele de personal afectate de digitalizare* (tehnic și IT&C) pot fi expuse la riscuri de adaptare/rezistență la schimbare și la necesități crescute de instruire.

Această diferențiere susține prioritizarea măsurilor de prevenție, instruire, echipare, standardizare și management al schimbării.

Riscuri/oportunități legate de grupuri specifice vs. întreaga forță de muncă. O parte dintre riscurile și oportunitățile semnificative se referă în mod particular la grupuri specifice, nu la întreaga forță de muncă:

- *SSM și condiții de muncă:* în special pentru rolurile de teren (stații/linii/mentenanță/intervenții) și personalul expus condițiilor meteorologice extreme;
- *digitalizare și schimbarea modului de lucru:* în special pentru rolurile tehnice și IT&C, precum și pentru funcțiile care trec către procese automatizate și operare bazată pe date;
- *retenția personalului-cheie:* focalizată pe competențe critice greu de înlocuit (specialiști, experți, roluri cheie în operare/mentenanță/dispecerizare).

În paralel, oportunitățile de formare continuă, consolidarea culturii SSM și măsurile de echitate și incluziune au relevanță transversală și pot viza întreaga forță de muncă, cu intensități diferite în funcție de rol.

Politici legate de forța de muncă proprie (S1-1)

Grupul Transelectrica gestionează impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative legate de forța de muncă proprie (în special: sănătate și securitate în muncă, condiții de muncă, adaptarea competențelor la digitalizare/automatizare, deficit retenție de personal în domenii tehnice, egalitate de tratament și incluziune) printr-un cadru integrat de politici, declarații și proceduri interne, în acord cu ESRS 2 MDR-P.

Acest cadru se aplică întregii forțe de muncă proprii (angajați ai Grupului Transelectrica; acolo unde este cazul, și personal detașat), însă include măsuri și cerințe mai specifice pentru grupuri expuse diferențiat la risc/impact (de exemplu: personal tehnic-operativ și de intervenție, personal de operare critică/dispecerizare, specialiști IT&C/cyber și personal implicat în operarea/mentenanța infrastructurii).

Principalele politici/instrumente utilizate pentru gestionarea IRO-urilor S1 la nivelul Transelectrica includ:

- *Declarația privind politica în domeniul managementului calității, mediului, securității și sănătății în muncă* (obiectiv: mediu de lucru sigur, echitabil și performant);
- *Proceduri operaționale SSM* (ex.: PO TEL 00.24 – Elaborarea și urmărirea planului de prevenire și protecție în domeniul securității și sănătății în muncă; PO TEL 18.04 – Evaluarea nivelului de risc de accidentare și îmbolnăvire profesională la locul de muncă);
- *Declarația privind Politica de management al riscurilor*, aplicabilă și riscurilor de resurse umane (deficit retenție, SSM, adaptare la tehnologii noi etc.);
- Codul de Etică și cadrul intern asociat (Regulament Intern/CCM), care stabilesc reguli de conduită, tratament echitabil, prevenirea abaterilor și mecanisme de sesizare/remediere;
- direcții/politici tehnice care au impact asupra forței de muncă (Planul de dezvoltare RET 2024–2033, eficiență energetică, Smart Grid), care determină adaptarea competențelor și schimbări în modul de lucru.

Teletrans gestionează IRO-urile relevante pentru forța de muncă proprie printr-un set de politici și instrumente corelate cu specificul activităților IT&C și de securitate a informației, incluzând:

- Sistemul Integrat de Management (calitate–mediu–SSM) conform SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR ISO 45001:2023, completat de Sistemul de Management al Securității Informațiilor conform ISO/IEC 27001:2018 (relevant pentru competențe, organizarea muncii și cerințe de conformitate);
- proceduri și controale interne pentru managementul riscurilor și control intern, inclusiv reevaluarea și gestionarea riscurilor în baza procedurii interne de management al riscului (cod TLT-PS-02) și registrul de riscuri.

Smart gestionează IRO-urile S1 prin instrumente orientate pe condiții de muncă și SSM, având în vedere predominanța activităților tehnice de teren (mentenanță, revizii/reparații, intervenții):

- Sistemul Integrat de Management (calitate–mediu–SSM) în conformitate cu ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 și standardele SSM (inclusiv implementarea SR ISO 45001:2023 în cadrul politicii de management integrat), cu obiective de reducere a riscurilor de accidentare/îmbolnăvire și îmbunătățire continuă;
- sistemul de management al riscurilor și controlul managerial intern, care urmăresc prevenirea și controlul riscurilor și eficacitatea operațiunilor;
- măsuri și programe de formare/SSM.

Angajamente de politică privind drepturile omului (forța de muncă proprie); monitorizare, colaborare, remediere. Grupul Transelectrica își fundamentează angajamentele privind drepturile omului relevante pentru forța de muncă proprie prin cadrul intern de guvernare și conduită, centrat pe respect, integritate, responsabilitate, transparență și responsabilitate socială, precum și pe menținerea unui climat de lucru bazat pe respect reciproc și comportament civilizat la locul de muncă, în corelare cu Regulamentul Intern și Contractul Colectiv de Muncă.

La nivelul Transelectrica, monitorizarea conformității cu cerințele de conduită și etică este susținută prin roluri și mecanisme definite în Codul de Etică, inclusiv prin: Consilierul de Etică, care supervizează conceperea și implementarea modului de respectare a cerințelor Codului; oferă clarificări/consiliere etică; înregistrează solicitările într-un registru dedicat și răspunde într-un termen de maximum 10 zile lucrătoare; evaluarea anuală realizată de Consilierul de Etică privind implementarea și eficacitatea cerințelor Codului, cu raportare către Directorat și Audit Public Intern. **Colaborarea cu forța de muncă proprie** este susținută prin canale de solicitare de clarificări și raportare a problemelor de etică și conduită și prin responsabilitatea conducerii de a asigura cunoașterea și respectarea Codului de către angajații/detașații din subordine.

Remediarea impacturilor asupra drepturilor omului (inclusiv încălcări ale normelor de conduită/etică, discriminare, hărțuire, abateri de la cadrul intern) este asigurată prin mecanisme de raportare, analiză și soluționare a sesizărilor și prin aplicarea măsurilor corective/disciplinare, după caz:

- raportarea încălcării normelor de comportament etic se realizează în scris la *etica@transelectrica.ro*, gestionată de Consilierul de Etică;
- raportarea ca *avertizor în interes public, inclusiv anonim, se realizează prin canalul dedicat departamentanticoruptie@transelectrica.ro*, gestionat de Departamentul Anticorupție și Integritate (Direcția Juridică și Contencios), în baza procedurii interne „Avertizor în interes public”;
- sesizările sunt tratate *confidențial*, iar persoanele care raportează cu bună-credință sunt protejate împotriva presiunilor/represaliilor;
- nerespectarea Codului poate atrage răspundere disciplinară/materială/civilă/penală, iar în caz de suspiciuni de infracțiuni se pot sesiza organele abilitate.

Alinierea politicilor la instrumente internaționale (UNGP/OIM/OCDE). Politicile și practicile Grupului Transelectrica privind forța de muncă proprie sunt aliniate ca angajament și cadru de referință la instrumentele internaționale relevante (Declarația OIM și Orientările OCDE). Alinierea este tratată la nivel de guvernanta și conduită, iar transpunerea în criterii/proceduri operaționale explicit formulate ca „alinie directă” este consolidată continuu, în acord cu abordarea comunicată auditorului (în special în contextul due diligence pe lanț valoric). În plus, Codul de Etică prevede că preluarea, analiza și soluționarea raportărilor se realizează inclusiv în raport cu bune practici OECD în zona de controale interne, etică și conformitate.

Trafic de persoane, muncă forțată/obligatorie și munca copiilor. În ceea ce privește traficul de persoane, munca forțată sau obligatorie și munca copiilor, Grupul Transelectrica operează într-un cadru de relații de muncă reglementat de legislația națională și europeană, iar politicile și procedurile interne de conduită și conformitate (inclusiv Codul de Etică și canalele de raportare) sunt concepute astfel încât să prevină, să descurajeze și să nu permită tolerarea unor astfel de practici în cadrul forței de muncă proprii. La nivelul Transelectrica, orice suspiciune poate fi raportată prin canalele dedicate (*etica@transelectrica.ro* / canal avertizor), este tratată confidențial, cu protecție împotriva represaliilor, și poate conduce la măsuri corective/disciplinare și, după caz, la sesizarea autorităților competente.

Politică de prevenire a accidentelor / sistem de gestionare. Transelectrica dispune de un cadru de politică și de un sistem de management pentru prevenirea și gestionarea accidentelor la locul de muncă, prin Declarația privind politica în domeniul managementului calității, mediului, securității și sănătății în muncă și prin procedurile operaționale interne SSM, inclusiv PO TEL 00.24 (Elaborarea și urmărirea planului de prevenire și protecție în domeniul securității și sănătății în muncă) și PO TEL 18.04 (Evaluarea nivelului de risc de accidentare și îmbolnăvire profesională la locul de muncă). Acest cadru susține identificarea și evaluarea riscurilor, măsurile de prevenție și protecție, monitorizarea și îmbunătățirea continuă a condițiilor de muncă, în acord cu reglementările naționale și europene.

La nivelul filialelor Teletrans și Smart, prevenirea și gestionarea accidentelor la locul de muncă sunt acoperite prin Sistemul Integrat de Management, care include componenta de sănătate și securitate în muncă (SSM) conform SR ISO 45001:2023, asigurând identificarea și evaluarea riscurilor, măsuri preventive și de protecție, instruiți periodice, monitorizarea performanței SSM și îmbunătățirea continuă a condițiilor de muncă, în acord cu reglementările aplicabile.

Politici pentru eliminarea discriminării (inclusiv hărțuire), egalitate de șanse, diversitate și incluziune; motive; grupuri vulnerabile; implementare. Grupul Transelectrica aplică politici și reguli interne menite să elimine discriminarea, inclusiv hărțuirea, și să promoveze egalitatea de șanse și tratamentul echitabil, prin Codul de Etică și prin cadrul intern de muncă (Regulament Intern/CCM), prezentate detaliat la secțiunea G1-1. Codul de Etică include obligații explicite pentru personalul de conducere de a asigura egalitatea de șanse și tratament în dezvoltarea carierei și interzice favorizarea/defavorizarea pe criterii discriminatorii.

Motive de discriminare. Cadrul intern se aplică tuturor criteriilor de discriminare protejate de legislația națională și a Uniunii Europene (inclusiv criteriile prevăzute de reglementările aplicabile), fiind urmărită prevenirea oricăror practici discriminatorii în relațiile de muncă.

Incluziune / acțiune pozitivă pentru grupuri vulnerabile. Grupul Transelectrica promovează incluziunea și egalitatea de șanse ca principii de management al resurselor umane, iar acolo unde sunt identificate nevoi specifice pentru grupuri cu vulnerabilități (de exemplu, persoane cu dizabilități), măsurile sunt tratate în cadrul practicilor și proceselor de resurse umane și al condițiilor de muncă aplicabile (în acord cu cadrul legal relevant și cu obiectivele de atragere/retentie).

Implementare prin proceduri (prevenire, atenuare, măsuri la depistare; promovare diversitate și incluziune). Implementarea este susținută prin:

- responsabilitatea conducerii de a se asigura că personalul cunoaște și respectă Codul de Etică;
- canale de sesizare/raportare (canal de etică și canal avertizor), confidențialitate și protecție împotriva represaliilor;
- investigarea și soluționarea sesizărilor și aplicarea măsurilor disciplinare/corrective, după caz, inclusiv sesizarea autorităților competente când faptele au caracter penal.

Procese pentru colaborarea cu forța de muncă proprie și cu reprezentanții lucrătorilor cu privire la impacturi (S1-2)

Grupul Transelectrica utilizează un cadru structurat de colaborare cu forța de muncă proprie pentru a identifica, preveni, atenua și gestiona impacturile reale și potențiale asupra angajaților, în special în ariile semnificative evidențiate în analiza IRO (condiții de muncă, sănătate și securitate în muncă, timp de lucru, dezvoltarea competențelor în contextul digitalizării, atractivitate/retenție, egalitate de tratament și incluziune). Procesele de colaborare sunt susținute de Regulamentul Intern și de Contractul Colectiv de Muncă (CCM), care definesc drepturi și obligații și includ mecanisme de dialog social, consultare și negociere.

Contribuția perspectivelor forței de muncă la deciziile și activitățile de gestionare a impacturilor

- a) *modalitatea colaborării (direct / reprezentanți)* – colaborarea are loc atât direct cu angajații, cât și prin intermediul reprezentanților lucrătorilor (organizații sindicale / reprezentanți ai salariaților), în funcție de natura subiectelor abordate; subiectele cu impact colectiv asupra condițiilor de muncă (ex. drepturi/beneficii, timp de lucru, condiții generale, măsuri cu impact asupra personalului) sunt tratate preponderent prin reprezentanți, iar subiectele operaționale și de conformitate (ex. SSM, conduită, sesizări) pot fi tratate și direct, inclusiv prin canale de sesizare.
- b) *etape, tip de colaborare și frecvență* – colaborarea este integrată în mai multe etape ale gestionării impacturilor:
 - identificare și semnalare: colectarea preocupărilor/observațiilor din activitatea curentă (direct sau prin reprezentanți) și prin canale de sesizare;
 - consultare și negociere: dialog social și negocieri colective în cadrul CCM și al actelor adiționale;
 - decizie și implementare: integrarea concluziilor în măsuri privind condițiile de muncă, SSM, programe de formare și alte inițiative care afectează angajații;
 - monitorizare și îmbunătățire: urmărirea temelor recurente și a măsurilor adoptate în timp.

Frecvența colaborării include:

- mecanisme periodice (ex. în cadrul dialogului social și al derulării CCM);
 - întâlniri ad-hoc, „ori de câte ori este considerat necesar” de către conducere sau organizațiile sindicale, în funcție de temele apărute (ex. SSM, organizarea muncii, formare/dezvoltare, schimbări operaționale); CCM și actele adiționale sunt puse la dispoziția angajaților prin canalele de intranet.
- c) *rolul cel mai înalt responsabil* – la nivelul fiecărei entități din Grup, conducerea executivă are responsabilitatea de a se asigura că procesele de colaborare cu angajații sunt integrate în abordarea entității și că deciziile majore privind forța de muncă sunt corelate cu strategia și continuitatea operațională; la nivel operațional, Directorul de Resurse Umane coordonează implementarea colaborării, facilitând dialogul social, negocierile colective și măsurile de îmbunătățire a condițiilor de muncă, SSM și dezvoltarea angajaților;
 - d) *acord-cadru global / acorduri privind drepturile omului* – Grupul Transelectrica utilizează CCM și actele adiționale ca instrument principal de reglementare a drepturilor, obligațiilor și condițiilor de muncă și ca mecanism de dialog social cu reprezentanții angajaților; în lipsa unui acord-cadru global, CCM rămâne cadrul principal pentru colectarea perspectivelor forței de muncă proprii asupra aspectelor relevante;

- e) *evaluarea eficacității colaborării* – eficacitatea colaborării este urmărită prin rezultate și indicatori de funcționare ai dialogului social (de exemplu, capacitatea de a soluționa revendicări prin negociere/mediere, evitarea escaladării conflictelor și menținerea continuității activității); în anul 2025, absența grevelor și a problemelor semnificative semnalate de angajați este interpretată ca rezultat al unui dialog funcțional și al unei comunicări deschise, care contribuie la prevenirea perturbării serviciului public furnizat.

Măsuri pentru înțelegerea perspectivelor persoanelor deosebit de vulnerabile. Grupul Transelectrica urmărește înțelegerea perspectivelor persoanelor care pot fi expuse mai intens la impacturi, în funcție de contextul de muncă și natura activității. În mod particular, sunt avute în vedere:

- *personalul tehnic-operativ și de intervenție* (expunere ridicată la riscuri SSM);
- *personalul din operarea critică/dispecerizare* (presiune operațională și cerințe ridicate de competențe);
- *segmentele afectate de digitalizare* (nevoie de adaptare și formare);
- *persoanele care pot avea vulnerabilități specifice* (de exemplu, din perspectiva incluziunii).

Perspectiva acestor grupuri este colectată atât prin canalele de dialog social și consultare, cât și prin mecanismele de sesizare și prin implicarea funcțiilor responsabile (în special Resurse Umane și SSM), în funcție de temă.

Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care forța de muncă proprie își poate exprima preocupările (S1-3)

Abordarea generală și procesele pentru remediere; evaluarea eficacității remediului. Grupul Transelectrica aplică o abordare structurată pentru remedierea impacturilor negative semnificative asupra persoanelor din forța de muncă proprie atunci când a cauzat sau a contribuit la astfel de impacturi (de exemplu, încălcări ale normelor de conduită, discriminare/hărțuire, abateri de la cerințele interne sau de la cadrul legal aplicabil). Remedierea se realizează prin mecanisme interne de sesizare, analiză și soluționare, cu dispunerea de măsuri corective și/sau disciplinare, după caz, și cu escaladarea către autoritățile competente atunci când faptele pot avea caracter penal.

Eficacitatea remedierii este urmărită prin: (i) soluționarea cazului și comunicarea răspunsului către petent conform cadrului aplicabil; (ii) implementarea măsurilor corective/disciplinare, după caz și (iii) prevenirea recurenței, inclusiv prin îmbunătățirea practicilor interne, actualizarea instruirilor și/sau clarificarea regulilor interne relevante.

Canale specifice pentru ridicarea preocupărilor și adresarea lor. Forța de muncă proprie are la dispoziție canale de raportare pentru preocupări sau nevoi, inclusiv:

- canalul pentru raportarea încălcării normelor de comportament etic (prin adresa de e-mail dedicată gestionată de funcția de etică);
- canalul dedicat avertizorilor în interes public, inclusiv posibilitatea raportării anonime, cu tratament confidențial și protecție împotriva represaliilor;
- dreptul la petiționare prevăzut în Regulamentul Intern, exercitat prin sesizări și reclamații depuse în scris la office@transelectrica.ro sau la registratura Companiei.

Aceste canale sunt instituite de Transelectrica ca mecanisme interne de primire, înregistrare, analiză și soluționare a sesizărilor.

La nivelul filialelor, forța de muncă proprie are posibilitatea de a transmite preocupări sau nevoi prin canale interne de sesizare și soluționare, în acord cu cadrul intern aplicabil (Regulament Intern/CCM și proceduri specifice), iar, după caz, poate utiliza și canalele instituite la nivelul Grupului pentru raportarea încălcărilor normelor de comportament etic și pentru avertizări în interes public, cu tratament confidențial și protecție împotriva represaliilor.

Existența unui mecanism de soluționare a plângerilor. Grupul Transelectrica dispune de mecanisme de soluționare a plângerilor legate de aspecte privind personalul, prin:

- mecanismul intern de sesizare/soluționare asociat canalelor de etică și avertizor;
- mecanismul de petiționare prevăzut de Regulamentul Intern (înregistrare în registrul dedicat și răspuns în termenul legal);
- mecanismul disciplinar, inclusiv Comisia de Disciplină, pentru analiza și sancționarea abaterilor, în conformitate cu Codul Muncii și cadrul intern.

Procese pentru sprijinirea disponibilității canalelor la locul de muncă. Disponibilitatea canalelor este sprijinită prin:

- informarea angajaților asupra obligațiilor de conduită și a modalităților de sesizare (inclusiv prin cadrul intern aplicabil și comunicările interne);
- accesul angajaților la Regulamentul Intern și la CCM/acte adiționale, care descriu drepturi/obligații și mecanisme de dialog/petiționare;
- existența unui canal dedicat pentru sesizări etice și a unui canal dedicat pentru avertizori, utilizabile de către forța de muncă proprie.

Urmărirea și monitorizarea problemelor; asigurarea eficacității canalelor. Grupul Transelectrica urmărește și monitorizează problemele ridicate prin:

- înregistrarea și gestionarea sesizărilor în cadrul mecanismelor interne (inclusiv registrul de petiții prevăzut de Regulamentul Intern);
- analiza cazurilor, stabilirea măsurilor și urmărirea implementării acestora (inclusiv măsuri corective/disciplinare).

Cunoașterea și încrederea în canale; protecția împotriva represaliilor. Grupul Transelectrica urmărește ca forța de muncă proprie să cunoască și să utilizeze cu încredere aceste canale, prin includerea lor în cadrul de conduită și conformitate și prin asigurarea confidențialității sesizărilor. Compania aplică politici de protecție împotriva represaliilor pentru persoanele care utilizează aceste canale cu bună-credință, inclusiv pentru avertizori, astfel încât nicio persoană să nu fie supusă presiunilor sau prejudiciilor ca urmare a unei sesizări formulate conform cadrului intern.

Adoptarea de măsuri privind impacturile semnificative asupra forței de muncă proprii și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și pentru urmărirea oportunităților semnificative legate de forța de muncă proprie, precum și eficacitatea acestor acțiuni (S1-4) Grupul Transelectrica își propune să ofere un mediu de lucru sigur, atractiv și performant pentru angajații săi, implementând standarde internaționale recunoscute pentru a asigura calitatea, sustenabilitatea și securitatea la locul de muncă. În acest sens, Grupul Transelectrica implementează cerințele SR EN ISO 9001:2015, care asigură un management al calității eficient, orientat spre îmbunătățirea continuă a proceselor și satisfacția angajaților. Totodată, Grupul Transelectrica aplică SR EN ISO 14001:2015, standard care sprijină dezvoltarea unui sistem de management de mediu eficient și sustenabil, contribuind la minimizarea impactului asupra mediului înconjurător.

În ceea ce privește protecția angajaților, entitățile Grupului implementează SR ISO 45001:2023, un standard dedicat sănătății și securității în muncă, menit să reducă riscurile operaționale și să creeze un mediu sigur și conform cu reglementările internaționale.

Potrivit politicii în domeniul managementului calității, mediului, securității și sănătății în muncă, strategia de dezvoltare a Grupului Transelectrica are ca obiectiv fundamental îndeplinirea necesităților și așteptărilor părților interesate, inclusiv ale angajaților. În acest sens, este implementat, menținut și îmbunătățit continuu Sistemul de Management Integrat, conform standardelor internaționale, asigurând condiții de lucru sigure și sănătoase, dezvoltarea profesională a personalului, precum și un mediu organizațional care susține implicarea și consultarea activă a angajaților.

Prin urmare, Grupul Transelectrica își asumă responsabilitatea de a furniza condiții de muncă sigure și sănătoase pentru prevenirea accidentelor și bolilor profesionale, de a reduce impactul asupra mediului prin utilizarea celor mai bune tehnologii disponibile și de a promova dezvoltarea durabilă.

Grupul Transelectrica implementează măsuri concrete și strategii proactive pentru gestionarea impacturilor semnificative asupra forței de muncă proprii, având în vedere specificul tehnic al activității, cerințele ridicate de calificare și siguranța operațională. Astfel, entitățile Grupului investesc în dezvoltarea profesională continuă, oferind angajaților acces la programe de formare specializată, menite să îmbunătățească competențele tehnice și adaptabilitatea la noile tehnologii din sectorul energetic.

În situația materializării unui impact negativ semnificativ real asupra forței de muncă proprii, Grupul asigură remedierea prin procesele și canalele descrise în secțiunea S1-3 (sesizare, analiză, soluționare, măsuri corective/disciplinare și, după caz, escaladare către autoritățile competente). Totodată, Grupul Transelectrica promovează egalitatea de șanse și diversitatea, asigurând un mediu de lucru incluziv și respectuos pentru toți angajații.

Pentru a atenua riscurile legate de deficitul de personal calificat, se implementează mai multe măsuri strategice, axate pe formarea profesională, atragerea de tineri specialiști și retenția angajaților experimentați. Printre aceste măsuri se numără:

- programe de instruire profesională – se desfășoară sesiuni de formare pentru creșterea competențelor angajaților, inclusiv cursuri tehnice, de achiziții și management integrat;
- burse private de studiu – se oferă burse studenților din domeniul tehnic, facilitând astfel recrutarea acestora după finalizarea studiilor;
- stagii de practică și internship-uri – studenții și elevii din domeniul energetic beneficiază de stagii de practică pentru a se familiariza cu activitățile din domeniu, ceea ce contribuie la atragerea de talente noi;
- angajarea bursierilor – la nivelul Transelectrica, absolvenții care au beneficiat de burse sunt recrutați, în limita locurilor disponibile și sunt obligați să rămână în Companie pentru cel puțin trei ani;
- retenția personalului calificat – printr-un sistem de remunerare echitabil, promovări bazate pe performanță și diverse beneficii (asigurări de sănătate, contribuții la fonduri de pensii, facilități pentru concedii), Grupul Transelectrica încearcă să asigure stabilitatea forței de muncă.

	Atragerea tinerilor specialiști la nivelul Transelectrica			
	Burse private de studiu	Burse pentru susținerea elevilor din cadrul învățământului dual	Stagii de practică	Angajări ulterioare efectuării stagiilor de practică/burse
Transelectrica				
Număr persoane	4 studenți	11 elevi și 35 de studenți	188 studenți și elevi (54 studenți și 134 elevi)	8 studenți bursieri
Beneficiari	Studenți din cadrul facultăților cu profil tehnic, cum ar fi: Universitatea Politehnica Timișoara, Facultatea de Inginerie Electrică și Energetică, specializarea "Energetică și tehnologii informatice" Universitatea Politehnica Timișoara, Facultatea de Inginerie Electrică și Energetică, specializarea "Ingineria sistemelor electroenergetice"	Elevi din cadrul Colegiului Tehnic de Poștă și Telecomunicații „Gheorghe Airinei” București Studenți (licență și masterat) din cadrul Facultății de Energetică, Universitatea Națională de Știință și Tehnologie Politehnica București	Liceul Energetic Constanța Universitatea de Marina Civilă- Facultatea de electrotehnica Universitatea Tehnica din Cluj-Napoca – Facultatea electronica, telecomunicații și tehnologia informațiilor Universitatea Ovidius Universitatea din Craiova Facultatea de Inginerie Electrică Universitatea Tehnica din Cluj Napoca Liceul Tehnologic „Electromures” Targu Mures Facultatea de Inginerie - Universitatea "Vasile Alecsandri" din Bacău, Facultatea de Inginerie Electrică, Energetică și Informatică Aplicată - Universitatea Tehnica "Gheorghe Asachi" Iași Universitatea Politehnica Timișoara, Facultatea de Inginerie Electrică și Energetică	Studenții care beneficiază de bursă privată de studiu din partea Transelectrica sunt angajați la finalizarea studiilor, în cadrul Companiei, în limita locurilor vacante disponibile și au obligația de a rămâne o perioadă de cel puțin 3 ani în cadrul Companiei
Beneficii	Studenții au oportunitatea de a învăța și de a se familiariza cu domeniul de activitate al Transelectrica	Dezvoltarea și/sau revizuirea unor calificări adaptate la nevoile pieței muncii, precum și a unui program de studii universitare în rută duală, în domeniul energetic	Familiarizarea studenților cu domeniul de activitate al Transelectrica	Transelectrica își asigură un flux constant de talente din domeniul tehnic, selectând studenți cu performanțe academice ridicate și pregătindu-i conform nevoilor sale operaționale
	Angajarea bursierilor, la finalizarea studiilor, pe o funcție corespunzătoare pregătirii profesionale, în măsura existenței locurilor vacante	Scop: asigurarea educației și formării profesionale inițiale în sistem dual, prin dezvoltarea de parteneriate între unitățile de învățământ, operatori economici	Atragerea de potențiali candidați pentru posturile vacante	Reducerea timpului și costurilor de recrutare și integrare – bursierii, fiind deja familiarizați cu activitatea Transelectrica, necesită mai puțin timp pentru adaptare și formare după angajare
	Îmbunătățirea comunicării cu instituțiile de învățământ superior de specialitate		Implicarea personalului în inițierea elevilor și studenților în cadrul programului de instruire practică	Creșterea retenției și a stabilității forței de muncă

La nivelul Teletrans, 1 singur student din cadrul Facultății de Energetică, Universitatea Națională de Știință și Tehnologie Politehnica București a efectuat stagiu de practică.

La nivelul Smart, 6 studenți au efectuat stagii de practică :

- din cadrul facultăților cu profil tehnic și din cadrul liceelor cu profil energetic, cum ar fi: Universitatea Politehnică Timișoara, Facultatea de Inginerie Electrica si Energetica, Specializarea Inginerie Electrica;
- din cadrul facultăților cu profil tehnic și din cadrul liceelor cu profil energetic, cum ar fi: Universitatea Vasile Alecsandri Bacau, Societate Formare Profesionala si perfectionare;
- studenți din cadrul altor facultăți, după cum urmează: Universitatea Titu Maiorescu, Facultatea de Drept, Universitatea din București, Facultatea de Limbi și Literaturi Străine.

Aceste inițiative contribuie la reducerea fluctuației de personal și la menținerea unui nivel ridicat de competență în cadrul Grupului.

Grupul Transelectrica a dezvoltat proceduri operaționale clare și eficiente privind formarea și perfecționarea profesională, recrutarea și selecția de personal, avansarea și promovarea, precum și stimularea financiară, având ca obiectiv principal asigurarea unui cadru optim pentru reducerea riscurilor legate de forța de muncă proprie. Aceste măsuri sunt esențiale pentru menținerea unui personal calificat și experimentat, prevenirea deficitului de competențe și creșterea motivației și retenției angajaților. Prin programele de formare continuă, Grupul sprijină dezvoltarea competențelor tehnice și adaptarea la noile cerințe tehnologice, asigurând astfel o tranziție eficientă către digitalizare și modernizarea infrastructurii energetice. Totodată, politicile de recrutare și promovare sunt concepute pentru a atrage specialiști cu înaltă calificare, iar sistemele de stimulare financiară contribuie la recunoașterea performanței și la menținerea unui climat organizațional motivant. Prin această abordare integrată, Grupul Transelectrica minimizează riscurile asociate deficitului de personal calificat, fluctuației angajaților și adaptării la schimbările din sectorul energetic, consolidând astfel stabilitatea și eficiența operațională.

În ceea ce privește oportunitățile semnificative, Grupul Transelectrica se concentrează pe modernizarea infrastructurii și adaptarea competențelor forței de muncă la noile cerințe ale tranziției energetice. Dezvoltarea rețelelor inteligente (Smart Grid) și integrarea surselor regenerabile oferă posibilitatea angajaților de a dobândi expertiză avansată și de a se adapta la un sector în continuă evoluție.

Totodată, Grupul Transelectrica menține un dialog constant cu reprezentanții salariaților, asigurând astfel un proces de îmbunătățire continuă pentru optimizarea condițiilor de muncă și valorificarea potențialului resursei umane.

Grupul Transelectrica urmărește ca practicile sale proprii să nu producă sau să nu contribuie la impacturi negative semnificative asupra forței de muncă proprii prin integrarea cerințelor SSM și a regulilor interne în planificarea și execuția activităților, inclusiv în proiectele de digitalizare și în utilizarea datelor aferente operării (de ex. operare la distanță/Smart Grid). În cazul în care apar tensiuni între obiective operaționale (termene, disponibilitate) și prevenirea/atenuarea impacturilor, Grupul prioritizează conformarea cu cerințele de siguranță, cadrul intern și obligațiile legale.

Acțiunile necesare sunt identificate printr-un proces care combină evaluarea riscurilor (inclusiv SSM), rezultatele monitorizărilor/inspecțiilor și semnalările din dialogul social și din canalele de sesizare; pe baza acestor intrări se stabilesc planuri de măsuri, responsabilități și termene, cu urmărirea implementării.

Acțiuni desfășurate în 2025 pentru reducerea impacturilor negative și valorificarea oportunităților			Oportunități valorificate		
Deficitul de personal calificat pe piața muncii	Accidente de muncă	Condiții de muncă pentru categoriile expuse la factori meteorologici extremi	Dezvoltarea și modernizarea competențelor prin formare continuă	Îmbunătățirea siguranței la locul de muncă și creșterea eficienței operaționale	Crearea unui mediu de muncă mai atractiv și incluziv
Investiții în formare și perfecționare - Grupul Transelectrica a derulat programe de instruire continuă pentru dezvoltarea competențelor tehnice avansate, esențiale pentru operarea infrastructurii critice	Instruire și certificare - toți angajații au participat la cursuri specializate privind securitatea și sănătatea în muncă, incluzând lucrul la înălțime și manipularea echipamentelor de înaltă tensiune	Echipamente de protecție termică - asigurarea unor echipamente speciale pentru protejarea angajaților expuși temperaturilor extreme, atât pe timp de vară, cât și de iarnă	Creșterea numărului de ore de instruire per angajat	Creșterea eficienței proceselor de mentenanță	Creșterea satisfacției angajaților prin îmbunătățirea beneficiilor oferite prin CCM
Colaborări educaționale - au fost încheiate parteneriate cu universități și instituții de formare profesională pentru atragerea tinerelor talente și facilitarea integrării acestora în domeniul energetic	Monitorizare și control - implementarea unui sistem de control și inspecții regulate pentru identificarea și prevenirea riscurilor operaționale		Dezvoltarea de noi competențe în digitalizare și operare de la distanță pentru reducerea riscurilor la locul de muncă		Reducerea diferențelor salariale de gen, conform obiectivelor stabilite în Planul de Administrare

Eficacitatea acțiunilor este urmărită prin monitorizarea periodică a indicatorilor și rezultatelor relevante (de exemplu: rezultate SSM, implementarea măsurilor din inspecții/controale, participarea la instruirii și acoperirea nevoilor de competențe, precum și feedback din dialogul social), iar măsurile sunt ajustate în funcție de concluziile acestor evaluări.

Pentru implementarea acestor măsuri, Grupul Transelectrica alocă resurse organizaționale și operaționale (funcții/structuri în aria SSM și Resurse Umane, timp de instruire, echipamente și controale), precum și resurse pentru programele de formare, burse, stagii de practică și inițiativele de retenție, astfel încât gestionarea impacturilor și riscurilor semnificative să fie adecvată rolului critic al forței de muncă pentru continuitatea operațională.

Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative (S1-5)

Planul de administrare prevede o serie de indicatori nefinanciari/necomerciali, cu impact direct asupra angajaților, precum și valorile țintă defalcate pe fiecare an de mandat al membrilor Directoratului și membrilor Consiliului de Supraveghere.

Țintele prezentate mai jos sunt definite în Planul de Administrare și sunt urmărite anual pe durata mandatului (2024–2028), având ca scop gestionarea impacturilor și riscurilor semnificative asupra forței de muncă (SSM, competențe/digitalizare, echitate) și promovarea impacturilor pozitive (dezvoltare profesională, incluziune). Domeniul de aplicare al indicatorilor se referă la forța de muncă proprie a Transelectrica (angajați), iar responsabilitatea monitorizării și raportării revine funcțiilor de Resurse Umane și SSM, cu raportare în cadrul mecanismelor de guvernare ale Companiei, conform Planului de Administrare.

În procesul de stabilire a acestor obiective, perspectiva angajaților a fost avută în vedere prin analiza de dublă materialitate, care a inclus evaluarea impacturilor, riscurilor și oportunităților relevante pentru forța de muncă proprie, pe baza informațiilor colectate și analizate în acest cadru. Indicatorii nefinanciari/necomerciali din cadrul Transelectrica sunt structurați în două categorii principale: angajați și clienți, fiecare reflectând aspecte esențiale pentru dezvoltarea durabilă a Companiei. Categoria angajați include trei paliere fundamentale: formarea profesională, măsurată prin numărul mediu de ore de instruire per angajat, esențială pentru creșterea competențelor și adaptabilității forței de muncă; diferența de remunerare dintre angajații de sex feminin și de sex masculin, care evidențiază angajamentul companiei pentru echitate salarială și incluziune; și sănătatea și securitatea în muncă, un aspect critic pentru protejarea angajaților expuși riscurilor operaționale ridicate. Categoria clienți se axează pe rata de retenție, un indicator al stabilității relațiilor comerciale și al încrederii în serviciile oferite, și scorul de satisfacție, care reflectă percepția și experiența beneficiarilor în raport cu performanța companiei. Acești indicatori contribuie la monitorizarea eficienței operaționale și a responsabilității sociale, consolidând un model de business sustenabil și orientat spre performanță.

Procesul de stabilire a țăntelor a avut în vedere prioritățile strategice din Planul de Administrare.

Numărul de ore de formare per angajat

Categorie	Indicator	Date primare	U.M	Formula
Indicatori referitori la angajați	Numărul mediu de ore de formare per angajat	Total număr ore de formare Total număr angajați	Număr	$\text{Număr mediu de ore formare per angajat} = \frac{\text{Total număr de ore de formare}_t}{\text{Număr total de angajați}_t}$

Indicator	2025	2026	2027	2028
Numărul mediu de ore de formare per angajat	18.00	18.50	19.00	19.50

Diferența de remunerare între angajații de sex feminin și cei de sex masculine

Categorie	Indicator	Date primare	U.M	Formula
Egalitatea de gen	Diferența de remunerare între angajații de sex feminin și cei de sex masculin	Salariul mediu lunar al angajaților de sex masculin Salariul mediu lunar al angajaților de sex feminin	%	$\text{Rata diferenței de remunerare între angajații de sex feminin și cei de sex masculin}_t = \frac{\text{Salariul mediu lunar al angajaților de sex masculin}_t - \text{Salariul mediu lunar al angajaților de sex feminin}_t}{\text{Salariul mediu lunar al angajaților de sex masculin}_t}$

Indicator	2025	2026	2027	2028
Diferența de remunerare între angajații de sex feminin și cei de sex masculin	0.50%	0.25%	0%	0%

Numărul de instruiți în materie de siguranță

Categorie	Indicator	Date primare	U.M	Formula
Indicatori referitori la angajați	Numărul de instruiți în materie de siguranță	Numărul total de instruiți în materie de siguranță care sau efectuat pe parcursul anului	Număr	$\text{Număr de instruiți în materie de siguranță}_t = \text{Numărul total de instruiți în materie de siguranță care s} - \text{au realizat pe parcursul anului}$

Indicator	2025	2026	2027	2028
Numărul de instruiți în materie de siguranță ¹⁶	5.0	5.0	5.0	5.0

La nivelul filialelor, țintele relevante pentru gestionarea impacturilor negative și promovarea impacturilor pozitive asupra forței de muncă sunt stabilite prin planurile de administrare ale fiecărei societăți, cu valori-țintă multianuale și monitorizare periodică în cadrul mecanismelor de guvernare (CA/Director General), în corelare cu indicatorii nefinanțari din contractele de mandat. Pentru Teletrans (2025–2028), planul de administrare stabilește indicatori nefinanțari relevanți pentru angajați, inclusiv ținte anuale pentru numărul mediu de ore de formare per angajat și indicatori de tip „DA/NU” privind instituirea unui sistem de siguranță a angajaților și stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor, urmărirea realizării fiind integrată în ciclul de raportare/monitorizare al managementului. Pentru Smart S.A. (2025–2028), planul include ținte/indicatori nefinanțari direct legați de forța de muncă, precum numărul mediu de ore de formare per angajat (40/an) și rata de fluctuație a personalului (maxim 7%), precum și indicatori de tip „DA/NU” privind instituirea unui sistem de siguranță și politicile de gestionare a riscurilor.

Urmărirea performanței față de ținte se realizează anual, pe baza datelor primare definite pentru fiecare indicator, iar rezultatele sunt analizate intern de funcțiile responsabile. Concluziile relevante sunt discutate, după caz, și în cadrul dialogului social cu reprezentanții salariaților, în special pentru măsuri care afectează condițiile de muncă, formarea și echitatea.

Cadrul actual al Grupului Transelectrica în domeniul managementului calității, mediului, securității și sănătății în muncă, precum și cel în domeniul resursei umane asigură un set robust de măsuri și angajamente pentru siguranța angajaților, îmbunătățirea condițiilor de muncă și formarea profesională.

Pe baza rezultatelor anuale, Grupul Transelectrica identifică lecții învățate și îmbunătățiri necesare (de exemplu, ajustarea programelor de formare, prioritizarea unor arii de competențe, consolidarea instruirilor SSM sau măsuri pentru echitate), iar aceste ajustări sunt integrate în planificarea următoarelor cicluri de implementare și în inițiativele discutate cu reprezentanții salariaților, acolo unde este relevant.

¹⁶ Instruiți privind securitate și sănătate în muncă (SSM).

Abordarea Grupului în ceea ce privește angajații este una adaptativă, prioritizând conformarea cu legislația aplicabilă atât la nivel național, cât și internațional, menținând un cadru de ținte și indicatori care poate fi actualizat, dacă este necesar, în funcție de evoluțiile de reglementare și de contextul operațional.

În prezent, obiectivele strategice privind forța de muncă sunt gestionate prin politici interne și proceduri operaționale. Grupul Transelectrica își menține angajamentul pentru îmbunătățirea continuă, monitorizând și evaluând în mod constant performanța în domeniul gestionării resurselor umane și luând măsuri proactive acolo unde este necesar.

Grupul Transelectrica își propune să îmbunătățească și să diversifice programele de formare profesională pentru angajați, asigurându-se că aceștia dispun de competențele necesare pentru a face față provocărilor tehnologice și operaționale din sectorul energetic.

Totodată, Grupul își propune să extindă și să consolideze programele de atragere a tinerilor specialiști prin dezvoltarea parteneriatelor strategice cu universitățile și instituțiile de învățământ tehnic. Aceste inițiative nu doar că vor facilita recrutarea viitorilor specialiști, ci vor contribui la integrarea lor rapidă și eficientă în structura organizațională, asigurând transferul de cunoștințe și menținerea unui nivel ridicat de competență profesională în domeniul energetic. Pentru anul de raportare 2025, Grupul Transelectrica a menținut un sistem de gestionare a resurselor umane adaptabil, concentrându-se pe măsuri proactive menite să asigure continuitatea operațională și dezvoltarea profesională a angajaților. Astfel, s-a pus accent pe formarea și perfecționarea personalului, organizând cursuri specializate pentru creșterea competențelor tehnice și manageriale, în paralel cu desfășurarea unor programe de instruire internă și externă.

Caracteristicile angajaților întreprinderii (S1-6)

Grupul Transelectrica își desfășoară activitatea printr-o forță de muncă bine pregătită și specializată, esențială pentru asigurarea continuității și siguranței în sectorul energetic, care își desfășoară activitatea doar în România. Structura și dinamica personalului reflectă un echilibru între experiența acumulată de angajații cu vechime și integrarea noilor specialiști, prin programe dedicate de formare și atragere a tinerilor talentați. Grupul pune un accent deosebit pe dezvoltarea profesională a angajaților săi, promovând un mediu de lucru echitabil, divers și performant, susținut prin politici de remunerare competitive, oportunități de creștere și un pachet de beneficii adaptat nevoilor acestora. Aceste aspecte contribuie la menținerea unui nivel ridicat de competență și stabilitate organizațională, factori esențiali pentru buna funcționare a activităților critice din domeniul energetic.

Număr de angajați ai Grupului defalcați pe zone geografice			
	Zonă	2024	2025
Transelectrica	Executiv	503 pers.	492 pers.
	DEN	189 pers.	189 pers.
	STT Bacău	142 pers.	141 pers.
	STT București	198 pers.	195 pers.
	STT Cluj-Napoca	151 pers.	154 pers.
	STT Constanța	169 pers.	170 pers.
	STT Craiova	184 pers.	182 pers.
	STT Pitești	150 pers.	150 pers.
	STT Sibiu	155 pers.	159 pers.
	STT Timișoara	185 pers.	186 pers.
	TOTAL	2026 pers.	2018 pers.

Număr de angajați ai Grupului defalcați pe zone geografice			
	Zonă	2024	2025
Teletrans	Executiv	132	31 pers.
	Bacău	21	18 pers.
	Craiova	21	21 pers.
	Timișoara	19	19 pers.
	Cluj	10	18 pers.
	Constanța	9	9 pers.
	Pitești	10	8 pers.
	Sibiu	20	11 pers.
	TOTAL	242 pers.	235 pers.
Smart	Executiv	87 pers.	62 pers.
	SM Bacău	51 pers.	51 pers.
	SM București	32 pers.	63 pers.
	SM Cluj	54 pers.	55 pers.
	SM Constanța	73 pers.	70 pers.
	SM Craiova	70 pers.	72 pers.
	SM Pitești	71 pers.	69 pers.
	SM Sibiu	87 pers.	84 pers.
	SM Timișoara	75 pers.	74 pers.
	TOTAL	600 pers.	600 pers.
GRUP	TOTAL CONSOLIDAT	2868 pers.	2853 pers.

* În perioada de raportare, angajații Grupului își desfășoară activitatea în România.

Grup	Gen	2024		2025	
Transelectrica	Masculin	1452	71,66%	1441	71,41%
	Feminin	574	28,34%	577	28,59%
	Total	2026	100%	2018	100%
Teletrans	Masculin	174	72%	169	72%
	Feminin	68	28%	66	28%
	Total	242	100%	235	100%
Smart	Masculin	437	72,83%	436	72,67%
	Feminin	163	27,17%	164	27,33%
	Total	600	100%	600	100%
	TOTAL CONSOLIDAT	2868		2853	

Cu toate că numărul de angajați în funcție de gen reflectă specificul tehnic al activităților Grupului, atât Compania, cât și filialele Teletrans și Smart promovează egalitatea de șanse și diversitatea în cadrul organizației, implementând măsuri de incluziune și dezvoltare profesională menite să asigure un mediu de lucru echitabil și oportunități egale pentru toți angajații, indiferent de gen.

Datele privind angajații sunt raportate ca număr de persoane (headcount), la sfârșitul perioadei de raportare (31.12.2025), cu excepțiile menționate explicit în text. În plus, acolo unde este relevant, Compania prezintă informații privind structura timpului de lucru (număr de angajați cu normă întreagă și cu fracțiune de normă), tot în termeni de headcount. ENI (echivalent normă întreagă) este definit ca raportul dintre timpul efectiv lucrat de un angajat și norma standard a unui angajat cu normă întreagă, agregat la nivelul întreprinderii (de exemplu, doi angajați cu 0,5 normă reprezintă 1 ENI); în această secțiune, indicatorii sunt prezentați preponderent ca headcount, iar ENI poate fi determinat, după caz, pe baza informațiilor privind norma de lucru.

Angajați în funcție de tipul de contract, defalcat în funcție de gen la 31.12.2025

Transelectrica					
Anul 2025	Feminin		Masculin		Total
Număr de angajați	577	28,59%	1441	71,41%	2018
Număr de angajați permanenți	574	28,65%	1429	71,35%	2003
Număr de angajați temporari	3	20%	12	80%	15
Număr de angajați cu program de lucru negarantat	0	0%	0	0%	0
Număr de angajați cu normă întreagă	574	28,52%	1438	71,48%	2012
Număr de angajați cu fracțiune de normă	3	50%	3	50%	6

Din punct de vedere al dinamicii angajaților, în anul 2025 au fost angajate un număr de 62 persoane, în timp ce 83 au părăsit Compania, media de vârstă a tuturor angajaților la 31.12.2025 fiind de 49 de ani.

În anul 2025, 21 femei și 15 bărbați s-au aflat în concediu de creștere a copilului, beneficiind de articolele dedicate pentru acest caz atât din Codul Muncii, cât și din Contractul Colectiv de Muncă.

Teletrans					
Anul 2025	Feminin		Masculin		Total
Număr de angajați	66	28%	169	72%	235
Număr de angajați permanenți	66	28%	169	72%	235
Număr de angajați temporari	0	0	0	0	0
Număr de angajați cu program de lucru negarantat	0	0	0	0	0
Număr de angajați cu normă întreagă	63	28%	166	72%	229
Număr de angajați cu fracțiune de normă	3	50%	3	50%	6

Din punct de vedere al dinamicii angajaților, în anul 2025 au fost angajate un număr de 34 de persoane – 19 persoane au fost angajate și 15 salariați au fost preluați de la FORMENERG în urma fuziunii, în timp ce 40 de persoane au părăsit Societatea, media de vârstă a tuturor angajaților la 31.12.2024 fiind de 47 de ani.

În anul 2025, nici un angajat nu s-a aflat în concediu de creștere a copilului, astfel că nimeni nu a beneficiat de articolele dedicate pentru acest caz atât din Codul Muncii, cât și din Contractul Colectiv de Muncă.

Smart					
Anul 2025	Feminin		Masculin		Total
Număr de angajați	164	27,33%	436	72,67%	600
Număr de angajați permanenți	161	27,20%	431	72,80%	592
Număr de angajați temporari	3	37,50%	5	62,50%	8
Număr de angajați cu program de lucru negarantat	0	0%	0	0%	0
Număr de angajați cu normă întreagă	159	26,92	431	73,08%	590
Număr de angajați cu fracțiune de normă	5	3,04%	5	1,15%	10

Din punct de vedere al dinamicii angajaților, în anul 2025 în cadrul Smart au fost angajate un număr de 44 persoane, în timp ce 44 au părăsit Societatea, media de vârstă a tuturor angajaților la 31.12.2025 fiind de 49 de ani.

În anul 2025, 3 femei și 3 bărbați s-au aflat în concediu de creștere a copilului, beneficiind de articolele dedicate pentru acest caz atât din Codul Muncii, cât și din Contractul Colectiv de Muncă. Fluctuațiile numărului de angajați pe parcursul perioadei sunt influențate în principal de:

- recrutările necesare pentru acoperirea posturilor tehnice și a competențelor critice;
- ieșiri naturale (demisii/pensionări);
- particularități precum concediile de creștere a copilului și mobilitatea internă.

Aceste elemente sunt prezentate ca informații contextuale pentru interpretarea indicatorilor de personal.

Rata de rotație a angajaților (turnover) este calculată ca raport între numărul angajaților care au părăsit Compania în perioada de raportare și numărul mediu de angajați în aceeași perioadă. Numărul mediu de angajați este determinat ca media aritmetică între numărul de angajați la începutul perioadei și numărul de angajați la sfârșitul perioadei.

Rata de rotație a angajaților (turnover) la nivel de Grup					
Transelectrica		Teletrans		Smart	
2024	2025	2024	2025	2024	2025
69 angajați plecați / 2022 nr. mediu x 100	89 angajați plecați / 2022 nr. mediu x 100	64 angajați plecați / 580 nr. mediu x 100	40 angajați plecați / 241 nr. mediu x 100	8 angajați plecați / 236 nr. mediu x 100	44 angajați plecați / 580.8 nr mediu x 100
3,41%	4,40%	11,03%	16,59%	3,39%	7%

Numărul de angajați raportat în prezenta secțiune este coerent cu informațiile privind personalul prezentate în Situațiile financiare (individuale/consolidate) ale Grupului pentru exercițiile încheiate la 31.12.2024 și 31.12.2025.

Caracteristicile lucrătorilor nesalariați din cadrul forței de muncă proprii a întreprinderii (S1-7)

Grupul Transelectrica derulează anual programe de atragere și dezvoltare a competențelor pentru tineri (stagii de practică și burse private), prin care participanții se familiarizează cu domeniul energetic și dobândesc experiență practică sub îndrumarea specialiștilor Grupului. Participanții la aceste programe nu sunt angajați în baza unor contracte individuale de muncă, ci își desfășoară activitatea în baza instrumentelor specifice programelor (de exemplu, convenții de practică încheiate între entitățile Grupului și instituțiile de învățământ pentru stagii), motiv pentru care sunt tratați, în contextul acestei prezentări de informații, ca lucrători nesalariați și nu sunt incluși în numărul total al angajaților raportați la S1-6.

Numărul total de lucrători nesalariați și tipologia acestora. În perioada de raportare 2025, Grupul Transelectrica a înregistrat următoarele categorii de lucrători nesalariați în cadrul forței de muncă proprii:

Grup	Burse private	Stagii de practică	Lucrători independenți*	Persoane puse la dispoziție (cod NACE N78)**	Total lucrători nesalariați
Transelectrica	4	188	0	0	0
Teletrans	0	1	0	0	0
Smart	0	6	0	0	0

* *Lucrători independenți (persoane cu contracte directe cu întreprinderea pentru furnizarea de forță de muncă)*

** *Persoane puse la dispoziție de întreprinderi angajate în principal în „activități de ocupare a forței de muncă” (cod NACE N78)*

Metodologii și ipoteze utilizate pentru compilarea datelor. Numărul lucrătorilor nesalariați este raportat ca număr de persoane (headcount). Datele prezentate pentru 2025 sunt compilate pe baza evidențelor interne aferente programelor de burse și stagiilor de practică derulate în perioada de raportare. În această secțiune, informațiile sunt prezentate ca număr de persoane, iar ENI (echivalent normă întreagă) nu este utilizat ca bază de raportare. În sens metodologic, ENI ar reprezenta raportul dintre timpul efectiv lucrat de o persoană și norma standard a unui angajat cu normă întreagă, agregat la nivelul întreprinderii.

Informații contextuale. Numărul lucrătorilor nesalariați reflectă derularea programelor de atragere și formare inițială (burse și practică), care pot avea o componentă sezonieră (în funcție de calendarul academic și de disponibilitatea programelor). În perioada de raportare 2025, Grupul Transelectrica a menținut aceste inițiative ca parte a abordării sale privind dezvoltarea competențelor și susținerea unui flux de viitori specialiști pentru domeniile tehnice relevante.

Indicatori privind diversitatea (S1-9)

Transelectrica implementează mecanisme clare și transparente pentru a asigura un proces echitabil de recrutare, angajare și promovare, eliminând orice formă de discriminare bazată pe gen, stare civilă, identitate de gen, religie, convingeri politice, etnie, rasă, naționalitate, caracteristici genetice, vârstă sau alte criterii personale. Regulamentul Intern al Companiei prevede dispoziții stricte privind respectarea principiului nediscriminării și al înlăturării oricărei forme de încălcare a demnității. Ca rezultat al acestei abordări proactive, în anul 2025 nu au fost înregistrate incidente de discriminare, iar datorită măsurilor de prevenție implementate, nu a fost necesară aplicarea unor acțiuni corective.

Distribuția pe genuri ca număr și ca procent la nivelul funcțiilor top management/funcții de execuție

Tipul funcției	Număr angajați				Gen							
					M				F			
	2024		2025		2024		2025		2024		2025	
Transelectrica												
Personal top management (cu excepția membrilor de Directorat)	82	4,05%	79	3,91%	54	3,72 %	49	3,40%	28	4,88%	30	5,19%
Personal de execuție	1944	95,95 %	1939	96,09 %	1398	96,28 %	1392	96,59%	546	95,12%	547	94,80 %
TOTAL	2026	100%	2018	100%	1452	100%	1441	100%	574	100%	577	100%
Teletrans												
Personal top management (cu excepția membrilor Directoratului)	55	22,73 %	50	21,00 %	40	22,86 %	36	21,30%	15	22,39%	14	21,21 %
Personal de execuție	187	77,27 %	185	79,00 %	135	77,14 %	133	78,70%	52	77,61%	52	78,79 %
TOTAL	242	100%	235	100%	175	100%	169	100%	67	100%	66	100%
Smart												
Personal top management (cu excepția membrilor Directoratului)	28	4,67%	30	5,00%	23	5,26 %	24	5,50%	5	3,07%	6	3,66%
Personal de execuție	572	95,33 %	570	95,00 %	414	94,74 %	412	94,50%	158	96,93%	158	96,34 %
TOTAL	600	100%	600	100%	437	100%	436	100%	163	100%	164	100%

Structura pe grupe de vârstă, funcții top management/funcții de execuție

Transelectrica												
Tipul funcției	Vârste											
	până în 30 ani				30-50 ani				peste 50 ani			
	2024		2025		2024		2025		2024		2025	
Personal top management (cu excepția membrilor Directoratului)	0	0%	0	0%	36	3,94%	31	3,87%	28	4,88%	49	4,34%
Personal de execuție	99	100%	112	100%	877	96,00%	769	96,13%	546	95,12%	1057	95,57%
TOTAL	99	100%	112	100%	913	100%	800	100%	574	100%	1106	100%
Teletrans												
Personal top management (cu excepția membrilor Directoratului)	0	0%	0	0%	24	21,82%	24	26%	31	30,10%	26	22%
Personal de execuție	29	100%	25	100%	86	78%	68	74%	72	69,90%	92	78%
TOTAL	29	100%	25	100%	110	100%	92	100%	103	100%	118	100%
Smart												
Personal top management (cu excepția membrilor Directoratului)	0	0%	0	0%	7	3,17%	7	3,33%	21	6,18%	23	6,63%
Personal de execuție	39	100%	43	100%	214	96,83%	203	96,67%	319	93,82%	324	93,37%
TOTAL	39	100%	43	100%	221	100%	210	100%	340	100%	347	100%

În sensul acestei prezentări, top management reprezintă nivelul ierarhic situat la **un nivel** sub Directorat/Director general, excluzând membrii Directoratului/Directorul general. Distribuțiile pe gen și pe grupe de vârstă sunt raportate ca număr de persoane și ca procent, iar procentele sunt calculate raportat la totalul angajaților; acolo unde este cazul, sunt prezentate și procente raportate la totalul angajaților de sex masculin, respectiv feminin.

Indicatori de formare și de dezvoltare a competențelor (S1-13)

Grupul Transelectrica utilizează un proces structurat de evaluare periodică a performanțelor profesionale și a evoluției carierei, ca instrument esențial pentru menținerea competențelor critice și alinierea obiectivelor individuale la cerințele operaționale ale infrastructurii de transport al energiei electrice.

La nivelul Grupului Transelectrica, evaluarea are caracter anual, fiind realizată conform procedurilor interne aplicabile (PO TEL 16.06 pentru Transelectrica, PS TLT 09.05 pentru Teletrans și Metodologia de evaluare și apreciere pentru Smart), și fundamentează decizii privind dezvoltarea profesională, necesarul de instruire, promovarea și măsurile de îmbunătățire a performanței. În anul 2025, au fost evaluați toți angajații pentru activitatea efectuată în anul 2024. Evaluarea aferentă activității din anul 2025 nu este încă finalizată la momentul raportării, întrucât, potrivit procedurii, aceasta se desfășoară la începutul anului următor.

Având în vedere specificul tehnic al activității, Grupul Transelectrica acordă o atenție sporită furnizării de programe de formare și dezvoltare a competențelor profesionale. Aceste inițiative sunt esențiale pentru a asigura un nivel ridicat de expertiză tehnică, necesar în operarea și mentenanța infrastructurii critice a RET. Grupul Transelectrica investește constant în instruiți specializate, certificări profesionale și programe de perfecționare, menite să sprijine angajații în adaptarea la noile tehnologii, cerințele de siguranță și evoluțiile din domeniul energetic. Prin aceste măsuri, Grupul își consolidează poziția de lider în sectorul energetic, asigurând continuitatea și securitatea operațiunilor sale.

Scopul activităților de formare și perfecționare profesională în anul 2025 a fost acela de creștere a eficienței profesionale a angajaților, prin dobândirea, perfecționarea și diversificarea competențelor profesionale ale acestora, conducând astfel la creșterea performanțelor profesionale ale personalului Grupului Transelectrica.

Activitatea de formare profesională a Grupului Transelectrica în anul 2025 s-a desfășurat în conformitate cu „Programul anual de întreținere, formare și perfecționare profesională a salariaților Companiei”. Programul a vizat:

- însușirea, actualizarea și acumularea de noi cunoștințe;
- consolidarea cunoștințelor existente și dobândirea unor noi abilități;
- creșterea și diversificarea competențelor profesionale, în special a celor de specialitate;
- dezvoltarea deprinderilor și aptitudinilor angajaților;
- dezvoltarea cunoștințelor și ariei de pregătire profesională.

Implementarea „Programului de întreținere, formare și perfecționare profesională a salariaților Companiei” s-a bazat pe principii fundamentale, menite să asigure un proces de instruire bine structurat și echitabil. Acestea includ eficiența în utilizarea resurselor, eficacitatea în atingerea obiectivelor de dezvoltare profesională, coerența în aplicarea strategiilor de formare, egalitatea de tratament pentru toate categoriile de salariați, planificarea riguroasă a programelor de instruire și transparența în implementarea și monitorizarea acestora.

Cursurile organizate în anul 2025 au fost concepute și structurate în funcție de nevoile specifice ale angajaților, având la bază în special curricule personalizate și tematici adaptate cerințelor concrete identificate. Acestea au fost diferențiate în funcție de categoria profesională și nivelul de cunoștințe, urmărind obiective esențiale precum îmbunătățirea eficienței și eficacității profesionale, creșterea încrederii în propriile competențe și, totodată, asigurarea unei perspective clare și realiste asupra dezvoltării carierei în cadrul Grupului Transelectrica.

Prioritară în anul 2025 a fost asigurarea organizării și desfășurării sesiunilor de instruire pentru personalul care, în activitatea profesională, necesită certificare, autorizare, respectiv recertificare sau reautorizare.

Transelectrica												
	Nr. pers.	Nr. ore	Nr. pers.	Nr. ore	M				F			
	2024		2025		2024		2025		2024		2025	
Instruiri interne	1625	26739	1929	33128	1600	98,46%	1845	95,60%	25	1,54%	84	4,40%
Instruiri cu furnizori de servicii de formare profesională	434	7137	1109	9972	281	64,75%	710	64%	153	35,25%	399	36%
TOTAL	2059	33876	3038	43100	1881	91,36%	2555	84%	178	9%	483	16%
Teletrans												
Instruiri interne	0	0	26	4680	0	0	16	62%	0	0%	10	38%
Instruiri externe	44	1835	101	2367	26	59%	69	69%	18	42%	32	31%
TOTAL	44	1835	127	7047	26	59%	85	67%	18	42%	42	33%
Smart												
Instruire internă prin formatori interni	49	35344	502	20080	424	73,10%	366	72,83%	156	26,90%	136	27,17%
Instruire externă	75	4673	109	16190	133	86,36%	97	88,99%	21	13,64%	12	11,01%
TOTAL	124	40017	611	36270	557	75,89%	463	75,71%	177	24,11%	148	24,29%

Numărul mediu de ore de formare pe angajat, în funcție de gen

Media orelor de instruire/angajat						
Gen	Transelectrica		Teletrans		Smart	
Anul	2024	2025	2024	2025	2024	2025
M	21,31 ore	26,42 ore	6,23 ore	26,61 ore	70,29	66,62 ore
F	5,10 ore	8,72 ore	11,04 ore	38,64 ore	65,44	44,04 ore

TOTAL CONSOLIDAT GRUP		
Gen	2024	2025
M	30,18 ore	35,00 ore
F	17,34 ore	18,34 ore

Notă: Valorile pe gen sunt rezultate dintr-o estimare, prin alocarea proporțională a orelor de instruire pe baza distribuției participărilor pe gen, întrucât orele de instruire nu sunt urmărite în evidențele centralizate direct pe gen la nivel de persoană. Numărul mediu de ore de instruire per angajat a fost calculat prin raportarea orelor estimate pe gen la numărul de angajați pe gen existent la finalul perioadei de raportare.

În baza metodologiei de estimare aplicate, numărul mediu de ore de instruire per angajat, calculat separat pe gen, evidențiază pentru anii 2024 și 2025 niveluri diferențiate între societățile din Grup, influențate atât de volumul programelor de formare derulate, cât și de structura participărilor pe gen.

La nivelul Transelectrica, media orelor de instruire per angajat a crescut de la 21,31 ore la 26,42 ore pentru bărbați și de la 5,10 ore la 8,72 ore pentru femei.

La nivelul Teletrans, indicatorul a evoluat de la 6,23 ore la 26,61 ore pentru bărbați și de la 11,04 ore la 38,64 ore pentru femei, în contextul creșterii activității de formare în 2025.

În cadrul Smart, media orelor de instruire per angajat s-a situat la un nivel ridicat în ambii ani, respectiv 70,29 ore în 2024 și 66,62 ore în 2025 pentru bărbați, respectiv 65,44 ore în 2024 și 44,04 ore în 2025 pentru femei.

La nivel consolidat, media orelor de instruire per angajat a crescut de la 30,18 ore la 35,00 ore pentru bărbați și de la 17,34 ore la 18,34 ore pentru femei. Aceste valori trebuie interpretate în contextul metodologiei de estimare utilizate, întrucât orele de instruire nu sunt urmărite în evidențele centralizate direct pe gen la nivel individual, ci au fost alocate proporțional pe baza distribuției participărilor feminine și masculine la diferitele tipuri de instruire.

Indicatori de sănătate și siguranță (S1-14)

În cadrul Grupului Transelectrica, forța de muncă proprie este acoperită integral (100%) de sistemul de management al sănătății și securității în muncă (SSM), implementat conform legislației naționale și standardelor internaționale (SR ISO 45001:2023). Acest sistem include măsuri preventive, instruirii periodice, evaluarea riscurilor la locul de muncă și implementarea planurilor de prevenire și protecție.

Întregul proces de instruire în domeniul securității și sănătății în muncă este desfășurat în conformitate cu prevederile din Legea nr. 319/2006 a securității și sănătății în muncă și Hotărârea de Guvern nr. 1425/2006, care reglementează normele metodologice de aplicare a acestei legi. De asemenea, procesul de instruire este aliniat cu Procedura operațională TEL 18.02 – Instruirea salariaților în domeniul sănătății și securității în muncă.

Pentru asigurarea unui mediu de lucru sigur și conform legislației în vigoare, sunt organizate servicii de prevenire și protecție dedicate activității de securitate și sănătate în muncă, coordonate metodologic de Direcția de Management Integrat.

Instruirea personalului este inițiată încă din prima zi de muncă (la angajare), aceasta continuând cu instruirii periodice care au frecvențe diferite (lunare, semestriale și anuale) în raport cu evaluările de riscuri aferente fiecărui loc de muncă.

Etapele instruirii în domeniul securității și sănătății în muncă:

1. instruirea introductiv-generală – realizată de specialiștii din cadrul serviciilor de prevenire și protecție;
2. instruirea la locul de muncă – efectuată de conducătorul direct al locului de muncă;
3. instruirea periodică – desfășurată de personalul din serviciile de prevenire și protecție sau de conducătorul locului de muncă, cu o frecvență lunară sau semestrială, în funcție de specificul activității.

Tematicile de instruire sunt elaborate și actualizate constant de serviciile specializate, în concordanță cu modificările legislative și specificul activităților Companiei (modernizări de echipamente, schimbarea locului de muncă etc.).

Fiecare loc de muncă este evaluat individual pentru identificarea riscurilor, iar măsurile necesare pentru reducerea acestora sau menținerea sub control sunt integrate în Planurile de prevenire și protecție, concretizate prin programe anuale de măsuri.

Frecvența instruirilor:

- anual, minimum o sesiune pentru fiecare angajat;
- semestrial, pentru personalul tehnic autorizat din cadrul Dispeceratelor Energetice;
- lunar, pentru personalul operativ și/sau autorizat SSM din stațiile electrice/ CTSI;
- semestrial, pentru instruirile periodice comasate.

Acest sistem de instruire asigură o conformitate riguroasă cu normele de securitate și sănătate în muncă, reducând riscurile și consolidând cultura organizațională în materie de siguranță.

Pentru îmbunătățirea capacității de răspuns în situații de urgență sunt elaborate programe multianuale de simulări, care acoperă protecția mediului, sănătatea și securitatea în muncă (SSM) și situațiile de urgență (SU). Aceste simulări sunt desfășurate atât sub coordonarea entităților specializate (ISU, Poliție etc.), cât și intern, cu personal propriu.

Evenimente	Transelectrica		Teletrans		Smart	
	2024	2025	2024	2025	2025	2025
Nr. evenimente urmate de incapacitate temporară de muncă (angajații proprii)	1 (180 zile de concediu medical)	1 (13 zile de concediu medical)	0	0	4	4 (233 zile de concediu medical - 22 zile de spitalizare)
Nr. persoane cu boli ocupaționale (angajații proprii)	0	0	0	0	0	0
Nr. accidente de muncă (angajații proprii)	0	0	0	0	0	0
Nr. accidente de muncă cu deces (angajații proprii)	0	0	0	0	0	0
Total evenimente (angajații proprii)	1	1	0	0	0	4
Nr. accidente de muncă cu deces (lucrători nesalariați)	0	Nu au fost raportate decese	0	Nu au fost raportate decese	0	Nu au fost raportate decese

În 2024 și 2025, numărul accidentelor de muncă înregistrabile a fost 0 pentru toate entitățile din Grupul Transelectrica. În consecință, rata accidentelor de muncă înregistrabile, calculată ca raport între numărul accidentelor înregistrabile și numărul total de angajați ai entității (headcount la 31.12.2024 / 31.12.2025), este 0 pentru fiecare entitate.

Prin controale periodice, audituri și programe de instruire dedicate, Grupul Transelectrica monitorizează și verifică implementarea corectă a măsurilor de prevenire a accidentelor și a riscurilor profesionale, garantând astfel un cadru de muncă sigur și sustenabil pentru toți lucrătorii implicați în activitățile sale operaționale.

Activitatea de medicină a muncii în cadrul Grupului Transelectrica este asigurată de medicii specializați în medicina muncii din cabinetele medicale situate atât la nivelul Executivului, cât și în cadrul STT-urilor entităților.

În ceea ce privește lucrătorii terți care își desfășoară activitatea pe amplasamentele Grupului Transelectrica, nu au fost raportate decese cauzate de vătămări sau boli legate de muncă. Grupul menține standarde ridicate de siguranță și monitorizare continuă a riscurilor pentru a preveni astfel de evenimente.

Indicatori privind echilibrul dintre viața profesională și cea privată (S1-15)

În anul 2025, 100% dintre angajații Grupului Transelectrica sunt îndreptățiți să beneficieze de concedii din motive familiale, în baza legislației naționale aplicabile și a Contractelor Colective de Muncă în vigoare. Aceste drepturi permit salariaților să își îndeplinească responsabilitățile de familie (nașterea și creșterea copiilor, îngrijirea membrilor familiei, evenimente familiale importante etc.) fără a-și afecta relația de muncă. Conform CCM aplicabile în anul 2025, angajații au beneficiat de mai multe tipuri de concedii și zile libere pentru motive familiale, care sunt reglementate clar pentru a susține echilibrul dintre viața profesională și cea personală.

Tipuri de concedii familiale și utilizarea lor

- concediu paternal – se acordă 10 zile lucrătoare tatălui nou-născutului, cu condiția absolvirii unui curs de puericultură;
- zi liberă pentru îngrijirea sănătății copilului – salariații au dreptul la o zi liberă plătită pe an, dedicată verificării anuale a stării de sănătate a copilului;
- concediu de îngrijitor – se acordă până la 10 zile pentru salariații care trebuie să ofere îngrijire unei rude ce necesită asistență medicală;
- zile libere pentru evenimente personale – la cerere, angajații beneficiază de zile libere plătite pentru evenimente importante precum: ziua de naștere, căsătoria proprie, decesul unui membru al familiei, zile libere pentru urgențe familiale;
- pentru situații neprevăzute, precum boala sau un accident în familie, angajații pot absenta până la 10 zile pe an, cu condiția anunțării prealabile a superiorului și recuperării perioadei de absență;
- zile libere pentru donarea de sânge – Transelectrica încurajează donarea de sânge prin acordarea a două zile libere plătite.

Reducerea programului de muncă pentru părinți. Salariații care au în îngrijire copii până la 7 ani pot lucra cu fracțiune de normă (6 ore/zi), cu acordul angajatorului. De asemenea, cei care renunță la concediul de îngrijire a copilului până la 2 ani beneficiază de program redus la 6 ore/zi.

Gradul de utilizare a concediilor familiale. Angajații Transelectrica utilizează aceste concedii conform nevoilor personale, iar drepturile sunt clar reglementate în CCM. Zilele libere pentru evenimente personale, concediul paternal și concediul de îngrijitor sunt cel mai frecvent utilizate. Facilitățile privind programul redus pentru părinți sunt solicitate de angajații cu copii mici, dar necesită aprobarea angajatorului.

Transelectrica	Feminin		Masculin		Total
2024					
Număr total angajați	574	28,34%	1452	71,66%	2026
Nr. angajați care au dreptul să primească concediu din motive familiale	574	28,34%	1452	71,66%	2026
Nr. angajați care și-au luat concediu maternal, paternal sau concediu pentru creșterea copilului	24	44,44%	30	55,56%	54
Nr. angajați care și-au luat concediu de îngrijire a sănătății copilului	19	79,17%	5	20,83%	24

Transelectrica	Feminin		Masculin		Total
2024					
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru situații neprevăzute	0	0	0	0	0
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru donarea de sânge	9	30%	21	70%	30
2025					
Număr total angajați	577	28,59%	1441	71,41%	2018
Nr. angajați care au dreptul să primească concediu din motive familiale	577	28,59%	1441	71,41%	2018
Nr. angajați care și-au luat concediu maternal, paternal sau concediu pentru creșterea copilului	32	61,53%	20	38,47%	52
Nr. angajați care și-au luat concediu de îngrijire a sănătății copilului	40	78,43%	11	21,57%	51
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru situații neprevăzute	0	0	0	0	0
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru donarea de sânge	12	29,26%	29	70,74%	41

Teletrans	Feminin		Masculin		Total
2024					
Număr total angajați	67	28%	175	72%	242
Nr. angajați care au dreptul să primească concediu din motive familiale	67	28%	175	72%	242
Nr. angajați care și-au luat concediu maternal, paternal sau concediu pentru creșterea copilului	1	50%	1	50%	2
Nr. angajați care și-au luat concediu de îngrijire a sănătății copilului	1	33%	2	67%	3
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru situații neprevăzute	1	9%	10	91%	11
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru donarea de sânge	0	%	2	100%	2
2025					
Număr total angajați	66	28%	169	72%	235
Nr. angajați care au dreptul să primească concediu din motive familiale	66	28%	169	72%	235
Nr. angajați care și-au luat concediu maternal, paternal sau concediu pentru creșterea copilului	0	0%	2	100%	2
Nr. angajați care și-au luat concediu de îngrijire a sănătății copilului	2	33%	4	67%	6
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru situații neprevăzute (ZLP pentru deces)	2	18%	9	82%	11
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru donarea de sânge (ZLP)	0	0%	3	100%	3

Smart	Feminin		Masculin		Total
2024					
Număr total angajați	163	27,17%	437	72,83%	600
Nr. angajați care au dreptul să primească concediu din motive familiale	0	0	0	0	0
Nr. angajați care și-au luat concediu maternal, paternal sau concediu pentru creșterea copilului	4	0,66%	0	0	4
Nr. angajați care și-au luat concediu de îngrijire a sănătății copilului	6	1%	3	0,50%	9
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru situații neprevăzute	0	0	0	0	0
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru donarea de sânge	3	0,50%	6	1,00%	9
2025					
Număr total angajați	164	28,34%	436	71,66%	600
Nr. angajați care au dreptul să primească concediu din motive familiale	164	28,34%	436	71,66%	600
Nr. angajați care și-au luat concediu maternal, paternal sau concediu pentru creșterea copilului	3	0,5%	3	0,5%	6
Nr. angajați care și-au luat concediu de îngrijire a sănătății copilului	8	1,33%	-	-	8
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru situații neprevăzute	0	0	0	0	0
Nr. angajați care și-au luat concediu pentru donarea de sânge	5	0,83%	8	1,33%	13

În concluzie, Grupul Transelectrica oferă un cadru favorabil pentru echilibrul dintre muncă și viața de familie, punând la dispoziție multiple tipuri de concedii și zile libere dedicate situațiilor familiale.

2. Lucrătorii din lanțul valoric (S2 1-5)

Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri (SBM-3)

Grupul Transelectrica, prin rolul său în operarea, mentenanța și dezvoltarea infrastructurii critice de transport al energiei electrice, depinde de un lanț valoric tehnic complex (furnizori, contractori și prestatori specializați) pentru derularea activităților curente și a proiectelor de investiții. În acest context, respectarea drepturilor lucrătorilor din lanțul valoric și gestionarea responsabilă a condițiilor de muncă reprezintă elemente relevante pentru continuitatea operațională, calitatea execuției, conformitatea și reputația Grupului.

Domeniul de aplicare al raportării și tipuri de lucrători din lanțul valoric. În cadrul prezentării SBM-3, Grupul include în domeniul de aplicare tipurile de lucrători din lanțul valoric care pot fi afectați în mod semnificativ de activitățile sale, prin relațiile de afaceri relevante și prin activitățile desfășurate pentru/în proximitatea infrastructurii critice. Activitățile Grupului și relațiile contractuale relevante se desfășoară exclusiv în România.

Tipuri principale de lucrători potențial afectați semnificativ includ, în principal:

- *lucrători ai contractorilor/prestatorilor care desfășoară activități pe amplasamentele Grupului*, fără a face parte din forța de muncă proprie (de exemplu: lucrări de șantier, montaj, mentenanță specializată, servicii tehnice/auxiliare necesare derulării operațiunilor);
- *lucrători din lanțul valoric din amonte* (furnizori de echipamente, materiale și servicii tehnice utilizate în modernizarea, mentenanța și operarea infrastructurii);
- *sub-grupuri cu expunere crescută la riscuri*, în funcție de natura activităților și contextul de lucru, în special lucrătorii din construcții/șantiere, lucrătorii care desfășoară activități în condiții de risc (lucru la înălțime, proximitate de înaltă tensiune) și lucrătorii tineri/inexperimentați în activități de teren.

Risc de muncă a copiilor sau muncă forțată/obligatorie – regiuni/țări/mărfuri. Având în vedere că operațiunile și relațiile contractuale relevante se desfășoară doar în România, Grupul nu a identificat regiuni/țări sau categorii de bunuri pentru care să existe un risc semnificativ de muncă a copiilor ori muncă forțată/obligatorie în rândul lucrătorilor din lanțul valoric, în contextul activităților derulate și al cadrului legal aplicabil.

Risc material și legătura cu strategia și modelul de afaceri. În urma analizei de dublă materialitate, pentru lucrătorii din lanțul valoric a fost identificat ca material pentru perioada de raportare riscul de neconformitate privind condițiile de muncă și sănătatea și securitatea la locul de muncă (SSM) în relațiile din lanțul valoric, în special în activitățile desfășurate pe amplasamente și în proiecte cu expunere operațională ridicată.

Natura impactului negativ asociat riscului material (sistemic vs incident). Riscul material se poate manifesta atât ca risc cu caracter mai larg (derivat din expunerea inerentă a unor activități de șantier/mentenanță), cât și prin incidente individuale (de exemplu, evenimente punctuale asociate activităților unui contractor). În contextul modernizării infrastructurii și al tranziției energetice, creșterea volumului și complexității lucrărilor poate amplifica importanța controlului conformității și a standardizării cerințelor de SSM pentru partenerii din lanțul valoric.

În contextul modernizării infrastructurii și al tranziției energetice (inclusiv integrarea surselor regenerabile și digitalizarea rețelei), volumul și complexitatea lucrărilor pot crește, ceea ce amplifică importanța cerințelor de siguranță, a controlului conformității și a competențelor adecvate în lanțul valoric.

Impacturi pozitive contextuale asociate măsurilor de gestionare. Deși analiza de dublă materialitate a reținut ca material riscul menționat mai sus, măsurile de prevenire și control (de exemplu cerințe de conformitate, reguli de acces și cerințe de siguranță) pot genera efecte pozitive asupra lucrătorilor din lanțul valoric prin îmbunătățirea disciplinei de siguranță, a competențelor operaționale și a clarității condițiilor de lucru în relațiile contractuale.

Riscuri și oportunități semnificative pentru Grup (derivate din riscul material). Riscul de neconformitate în domeniul condițiilor de muncă și SSM în lanțul valoric poate avea implicații semnificative pentru Grup, inclusiv întârzieri în proiecte, întreruperi operaționale, expuneri reputaționale și costuri suplimentare de remediere. În același timp, o gestionare riguroasă a acestui risc poate sprijini oportunități operaționale prin creșterea siguranței, reducerea incidentelor, îmbunătățirea calității execuției și consolidarea relațiilor cu parteneri performanți.

Înțelegerea expunerii crescute la prejudiciu. Grupul a dezvoltat o înțelegere a expunerii crescute la prejudiciu prin considerarea naturii activităților din lanțul valoric și a contextelor de lucru (în special lucrări de șantier, montaj și mentenanță în proximitatea infrastructurii electrice), precum și prin integrarea concluziilor din procesul de dublă materialitate și a perspectivei operaționale privind activitățile cu risc ridicat. Această înțelegere fundamentează accentul pus pe cerințe de siguranță, prevenție și control al conformității în relațiile relevante din lanțul valoric.

Grupuri specifice vs. întregul lanț valoric. Riscul material identificat nu afectează uniform toate categoriile de lucrători din lanțul valoric, fiind mai pronunțat pentru grupuri specifice, în special lucrătorii contractorilor implicați în activități de șantier/mentenanță pe amplasamente și în activități cu expunere operațională ridicată. În același timp, cerințele minime de conformitate și standardele generale privind condițiile de muncă și SSM sunt aplicabile tuturor relațiilor de afaceri relevante din lanțul valoric al Grupului.

În urma analizei de dublă materialitate, pentru lucrătorii din lanțul valoric a fost identificat ca material pentru perioada de raportare riscul de neconformitate privind condițiile de muncă și siguranța la locul de muncă în relațiile din lanțul valoric.

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
ESRS S2	Lucrătorii din lanțul	Condiții de muncă	Sănătatea și siguranța	risc	Integritate, anticorupție, risc reputațional, conformare legală, impact potențial asupra investițiilor și costului capitalului

Politici privind lucrătorii din lanțul valoric (S2-1)

Grupul Transelectrica gestionează riscurile și impacturile semnificative asociate lucrătorilor din lanțul valoric printr-un set de politici și instrumente integrate în cadrul MDR-P și în Sistemul de Management Integrat (SMI), cu accent pe prevenirea neconformităților privind condițiile de muncă și sănătatea și securitatea în muncă (SSM) în relațiile contractuale relevante. Aceste politici se aplică relațiilor de afaceri relevante din lanțul valoric care implică lucrători ce desfășoară activități pentru Grup sau pe amplasamentele acestuia, fiind deosebit de relevante pentru lucrătorii contractorilor implicați în lucrări de construcții/mentenanță și servicii tehnice (grupuri cu expunere operațională ridicată). Operațiunile și relațiile contractuale relevante ale Grupului se desfășoară exclusiv în România.

În acest scop, evaluările de risc SSM și măsurile de prevenire și protecție implementate la nivelul Grupului includ și activitățile/locurile de muncă în care își desfășoară activitatea lucrători din lanțul valoric, atunci când aceștia lucrează în cadrul proiectelor și activităților Grupului sau pe amplasamentele sale, în acord cu cadrul legislativ aplicabil și cerințele SMI.

Angajamente privind drepturile omului relevante pentru lucrătorii din lanțul valoric: monitorizare, colaborare și remediere. Grupul Transelectrica își exprimă angajamentul de a respecta drepturile omului relevante pentru lucrătorii din lanțul valoric, aliniindu-se, la nivel de principii și guvernanză, la Principiile directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului, la Declarația OIM privind principiile și drepturile fundamentale la locul de muncă și la Orientările OCDE pentru întreprinderile multinaționale. În aplicare, acest angajament se reflectă în cerințe de conformitate, în reguli și controale privind SSM și în așteptări de conduită și tratament echitabil în relațiile de afaceri relevante.

Alinierea la instrumente internaționale și cazuri de nerespectare în lanțul valoric. Politicile și practicile Grupului Transelectrica privind lucrătorii din lanțul valoric sunt aliniate, ca repere de guvernanta și conduită, la instrumentele internaționale recunoscute relevante, inclusiv Principiile directe ale ONU privind afacerile și drepturile omului (UNGP), Declarația OIM privind principiile și drepturile fundamentale la locul de muncă și Orientările OCDE pentru întreprinderile multinaționale. Alinierea este reflectată în cerințele de conformitate aplicabile în relațiile de afaceri relevante (în special cele privind condițiile de muncă și SSM), în mecanismele de evaluare/acceptare a furnizorilor și în măsurile de monitorizare și remediere utilizate atunci când sunt identificate neconformități. În perioada de raportare 2025, în contextul operațiunilor derulate exclusiv în România și al relațiilor contractuale relevante, nu au fost raportate în lanțul valoric din amonte sau din aval cazuri de nerespectare a UNGP, a Declarației OIM sau a Orientărilor OCDE care să implice lucrători din lanțul valoric; în consecință, nu există cazuri pentru care să fie descrisă natura acestora.

Respectarea drepturilor lucrătorilor (drepturi ale muncii / SSM). Grupul Transelectrica urmărește ca partenerii contractuali relevanți să opereze în condiții conforme și sigure, prin cerințe de acces și desfășurare a activităților pe amplasamente, standarde SSM și măsuri de prevenire a incidentelor, în special pentru activități cu risc ridicat (de exemplu lucrări de șantier/mentenanță).

Colaborarea cu lucrătorii din lanțul valoric. Colaborarea are loc prin relațiile contractuale și prin interacțiunea operațională cu partenerii (de exemplu, clarificarea cerințelor de siguranță și a regulilor aplicabile pe amplasamente, coordonarea activităților și comunicarea condițiilor de conformitate), cu accent pe prevenție și respectarea cerințelor de SSM.

Remediere. În cazul identificării unor situații de neconformitate sau potențiale încălcări relevante în cadrul relațiilor de afaceri (inclusiv în materie de siguranță), Grupul Transelectrica utilizează măsuri corective și mecanisme contractuale/operationale (de exemplu, solicitarea de remediere, condiționări privind continuarea activităților, măsuri de control suplimentare), în scopul prevenirii recurenței și al menținerii unui cadru de lucru sigur și conform.

Trafic de persoane, muncă forțată/obligatorie, munca copiilor și codul de conduită al furnizorilor. În ceea ce privește traficul de persoane, munca forțată sau obligatorie și munca copiilor, Grupul își desfășoară activitatea exclusiv în România, în cadrul unui regim legal aplicabil relațiilor de muncă și prestărilor de servicii. În consecință, politicile și practicile de conformitate urmăresc prevenirea și descurajarea oricăror situații care ar putea fi asociate unor astfel de practici, inclusiv prin cerințe de conformitate în relațiile contractuale relevante.

Grupul Transelectrica nu are în prezent un Cod de conduită al furnizorilor dedicat. Cu toate acestea, la nivelul Transelectrica, pentru selecția și menținerea furnizorilor/prestatorilor, este utilizată PO TEL 04.08 – Acceptarea furnizorilor de produse/servicii/lucrări, care stabilește modul de evaluare în vederea includerii/menținerii acestora în lista furnizorilor acceptați. În acord cu politica SMI, sunt acceptați ca furnizori de produse/lucrări/servicii numai furnizorii/prestatorii care au implementat, după caz, sisteme de management al calității și/sau mediului, certificate de un organism de certificare acreditat.

Prin aceste instrumente, Grupul Transelectrica urmărește întărirea cadrului de conformitate și reducerea riscurilor de neconformitate în lanțul valoric, în special în domenii cu impact asupra condițiilor de muncă și SSM.

Procese de colaborare cu lucrătorii din lanțul valoric cu privire la impacturi (S2-2)

Grupul Transelectrica (operațiuni derulate exclusiv în România) gestionează colaborarea cu lucrătorii din lanțul valoric în special prin mecanisme operaționale și contractuale aplicate partenerilor de afaceri (furnizori/contractori), cu accent pe prevenirea riscului material identificat pentru anul 2025 – neconformitatea privind condițiile de muncă și SSM în lanțul valoric. Procesul este susținut de cadrul de guvernanță și conduită profesională (G1), inclusiv de mecanismele de integritate și de canalele de raportare/protecția avertizorilor, care pot fi utilizate și de părți interesate externe, în măsura în care transmit sesizări prin canalele puse la dispoziție.

Cum contribuie perspectivele lucrătorilor din lanțul valoric la decizii/activități

Tipul de colaborare (direct / reprezentanți / mandatar credibil). Colaborarea are loc, de regulă, **indirect**, prin intermediul reprezentanților contractuali ai partenerilor (managementul contractorilor, responsabili SSM, supervizori de șantier), respectiv prin mandatar credibili cu cunoaștere asupra situației lucrătorilor (de exemplu, responsabili SSM ai prestatorilor și coordonatori de activitate). În situațiile în care lucrătorii din lanțul valoric desfășoară activități pe amplasamentele Grupului, comunicarea privind cerințele de siguranță și regulile aplicabile se realizează și la nivel operațional (briefinguri/instruiri/clarificări), prin managementul activității.

Etapele, tipul și frecvența colaborării. Colaborarea este integrată în principalele etape ale ciclului contractual și operațional, în funcție de natura lucrărilor/serviciilor:

- *Înainte de începerea activităților:* clarificarea cerințelor de conformitate, inclusiv cerințe SSM și reguli de acces/lucru pe amplasamente;
- *În timpul execuției:* coordonare operațională, supraveghere/monitorizare și comunicarea neconformităților și a măsurilor corective;
- *După evenimente/constatări:* analiză, lecții învățate și actualizarea măsurilor preventive, după caz.

Frecvența este determinată de specificul contractelor și al activităților, incluzând colaborare continuă în derularea lucrărilor/serviciilor și intervenții ad-hoc atunci când apar neconformități, incidente sau riscuri.

Funcția și rolul cel mai înalt responsabil (operațional). La nivelul fiecărei entități din Grup, conducerea executivă are responsabilitatea operațională de a se asigura că procesele de colaborare cu partenerii de afaceri (și, implicit, cu lucrătorii din lanțul valoric în măsura în care sunt afectați) sunt implementate și că rezultatele (de exemplu, constatări privind conformitatea/SSM și măsuri corective) sunt integrate în abordarea de management. În practică, implementarea este susținută de funcțiile operaționale relevante (de exemplu, achiziții/contract management, SSM/management integrat, operațiuni), în limitele atribuțiilor fiecăreia.

Acorduri-cadru globale cu federații sindicale globale (GFA). Grupul Transelectrica nu are acorduri-cadru globale cu federații sindicale globale privind drepturile lucrătorilor din lanțul valoric; această cerință nu este aplicabilă.

Evaluarea eficacității colaborării. Eficacitatea colaborării este evaluată prin rezultatele obținute în derularea relațiilor contractuale și operaționale (de exemplu, reducerea neconformităților relevante, implementarea măsurilor corective solicitate, evitarea incidentelor și îmbunătățirea disciplinei de siguranță în activitățile derulate pe amplasamente). În plus, funcțiile de conformitate și control intern din cadrul guvernantei G1 pot utiliza informațiile din sesizări și din măsurile dispuse pentru a îmbunătăți practicile și controalele aplicabile.

Canale de raportare– accesibile și părților externe. Grupul Transelectrica pune la dispoziție canale dedicate de raportare (inclusiv mecanisme pentru avertizări în interes public), care pot fi utilizate și de părți interesate externe, în măsura în care acestea transmit sesizări privind potențiale neconformități sau încălcări relevante. Sesizările sunt tratate confidențial, cu aplicarea măsurilor de protecție împotriva represaliilor pentru raportările formulate cu bună-credință, iar concluziile pot conduce la măsuri corective și/sau acțiuni de remediere în relațiile contractuale și operaționale, după caz..

Grupul dispune de procese de colaborare operațională și contractuală relevante pentru gestionarea riscului material (SSM/condiții de muncă) în lanțul valoric. În același timp, aspectele pentru care datele agregate nu sunt încă disponibile sau nu au fost reținute ca materiale în urma analizei de dublă materialitate vor fi tratate prin consolidarea treptată a mecanismelor de colectare/raportare și prin întărirea colaborării cu partenerii relevanți, astfel încât raportările viitoare să poată extinde nivelul de detaliere, în limita materialității și a datelor disponibile.

Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care lucrătorii din lanțul valoric își pot exprima preocupările (S2-3)

Grupul Transelectrica aplică o abordare de tip „diligență necesară” pentru prevenirea, identificarea și remedierea impacturilor negative semnificative asupra lucrătorilor din lanțul valoric, cu accent pe riscul material identificat pentru perioada de raportare: neconformitatea privind condițiile de muncă și sănătatea și securitatea în muncă (SSM) în relațiile de afaceri relevante. Procesele sunt susținute de cadrele interne de integritate și conduită (G1), de cerințele operaționale privind SSM și de instrumente contractuale și de control aplicabile partenerilor (contractori/furnizori), în contextul activităților desfășurate exclusiv în România.

Abordarea generală și procesele de remediere; evaluarea eficacității. Atunci când Grupul identifică situații în care a cauzat sau a contribuit la un impact negativ semnificativ asupra lucrătorilor din lanțul valoric (de exemplu neconformități SSM în activități desfășurate pe amplasamente, condiții de muncă neconforme în derularea unui contract), acesta utilizează o combinație de:

- *măsuri corective graduale* (solicitare de remediere, termene și responsabilități, verificarea implementării);
- *măsuri operaționale* (clarificări/instruiri de siguranță, restricționarea temporară a activităților până la conformare, măsuri de control suplimentare);
- *măsuri contractuale* (condiționări privind continuarea activităților, sancțiuni contractuale, după caz, în limitele prevederilor aplicabile).

Eficacitatea remediilor este evaluată prin închiderea neconformităților identificate, implementarea măsurilor corective în termen, prevenirea recurenței și, după caz, prin îmbunătățirea cerințelor și controalelor aplicate în contractele și activitățile similare.

Canale specifice pentru exprimarea preocupărilor; mecanisme interne / terțe. În acord cu cadrul de integritate și conduită (G1), Grupul pune la dispoziție canale interne de raportare (inclusiv mecanisme dedicate avertizărilor în interes public) care pot fi utilizate și de părți interesate externe, inclusiv lucrători din lanțul valoric, pentru a semnală preocupări relevante (de exemplu, comportamente neetice, încălcări ale normelor, suspiciuni de neconformitate). Sesizările sunt tratate confidențial, cu protecție împotriva represaliilor pentru raportările formulate cu bună-credință, conform politicilor/procedurilor aplicabile (G1).

Grupul Transelectrica nu utilizează, în prezent, un mecanism terț dedicat exclusiv lucrătorilor din lanțul valoric; sesizările pot fi adresate prin canalele interne și, după caz, prin mecanisme legale/reglementare aplicabile în România.

Procese pentru sprijinirea/impunerea disponibilității canalelor la locul de muncă. Disponibilitatea canalelor este sprijinită prin:

- comunicarea către parteneri a cerințelor de conformitate și a așteptărilor privind conduita și siguranța;
- utilizarea instrumentelor contractuale și operaționale (în special în activități pe amplasamente) pentru a se asigura că neconformitățile sunt raportate și remediate;
- coordonarea operațională și supervizarea activităților cu risc ridicat (șantier/mentenanță), care include posibilitatea semnalării directe a problemelor către reprezentanții operaționali ai Grupului și escaladarea către funcțiile responsabile.

Monitorizarea problemelor și asigurarea eficacității canalelor. Problemele ridicate sunt urmărite și monitorizate prin înregistrarea sesizărilor, analiza acestora și documentarea măsurilor dispuse, precum și prin verificări ulterioare asupra implementării măsurilor corective. Eficacitatea canalelor este asigurată prin tratarea confidențială a sesizărilor, mecanisme de protecție împotriva represaliilor (G1) și prin îmbunătățirea continuă a controalelor și cerințelor aplicabile, pe baza lecțiilor învățate.

În completarea canalelor de raportare aliniate cadrului de integritate (G1), Grupul a instituit și utilizează un Sistem integrat de feedback pentru părțile interesate (SIF-PI), care include un formular standard (cu opțiune de răspuns anonim) și consultări/sondaje pentru colectarea structurată a opiniilor, inclusiv pe teme relevante pentru lanțul valoric (de exemplu, adecvarea măsurilor de siguranță pe șantiere la lucrările realizate de terți). Feedback-ul este înregistrat, clasificat și urmărit până la închidere în logica „feedback loop”, cu respectarea cerințelor de confidențialitate și GDPR; sesizările de integritate (fraudă/încalcări ale legii) sunt gestionate separat prin canalul dedicat avertizorilor, conform politicilor G1.

Cunoașterea și încrederea în canale; protecție împotriva represaliilor (trimitere la G1). Grupul Transelectrica evaluează, în mod proporțional cu natura relațiilor din lanțul valoric, dacă lucrătorii din lanțul valoric cunosc și au încredere în mecanismele de raportare, prin feedback-ul operațional din derularea contractelor și prin interacțiunile cu partenerii relevanți (de exemplu, în cadrul coordonării SSM pe amplasamente și al verificărilor de conformitate). Protecția persoanelor care utilizează canalele de raportare împotriva represaliilor este asigurată prin politicile și procedurile de integritate descrise în ESRS G1-1, la care prezenta secțiune face trimitere.

Dacă nu există un canal dedicat / interval de timp. Grupul dispune de canale interne de raportare aliniate cadrului G1, care pot fi utilizate și de lucrătorii din lanțul valoric. În prezent, nu există un canal separat, dedicat exclusiv lucrătorilor din lanțul valoric, iar dezvoltarea unei abordări mai structurate pentru colectarea și agregarea feedback-ului de la lucrătorii din lanțul valoric (în special pentru activități cu expunere ridicată) va fi analizată în perioada următoare, în vederea consolidării raportărilor viitoare, în funcție de materialitate și de disponibilitatea datelor.

Adoptarea de măsuri privind impacturile semnificative asupra lucrătorilor din lanțul valoric și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și pentru urmărirea oportunităților semnificative legate de lucrătorii din lanțul valoric, precum și eficacitatea acestor acțiuni (S2-4)

Grupul Transelectrica (operațiuni desfășurate exclusiv în România) tratează lucrătorii din lanțul valoric ca parte interesată relevantă, în special în activitățile realizate pe amplasamente și în proiecte tehnice cu expunere operațională ridicată. În urma analizei de dublă materialitate, pentru anul 2025 a fost reținut ca material riscul de neconformitate privind condițiile de muncă și sănătatea și securitatea în muncă (SSM) în lanțul valoric, cu potențial de impact asupra lucrătorilor și de efecte operaționale/reputaționale pentru Grup. Măsurile descrise mai jos sunt calibrate pe acest risc material și sunt implementate printr-o combinație de cerințe operaționale, controale și instrumente contractuale, aliniate cadrului de integritate (G1).

Acțiuni privind impacturile semnificative; remediere; inițiative pozitive; evaluarea eficacității *Prevenirea/atenuarea impacturilor negative semnificative.* Pentru prevenirea și atenuarea impacturilor negative asociate riscului material (SSM/condiții de muncă în lanțul valoric), Grupul aplică:

- standardizarea cerințelor de siguranță și sănătate în muncă – sunt impuse aceleași reguli de siguranță și sănătate atât pentru angajații proprii, cât și pentru lucrătorii din lanțul valoric, inclusiv cerințe stricte pentru echipamente de protecție, instruire și măsuri de prevenire a accidentelor;
- verificări și supraveghere operațională în derularea activităților cu risc ridicat (șantier/mentenanță), cu accent pe prevenirea incidentelor;
- implementarea unui sistem de raportare a neregulilor – Grupul a instituit canale de comunicare prin care lucrătorii din lanțul valoric pot semnaliza probleme legate de drepturile lor sau de siguranța muncii, inclusiv mecanisme anonime de sesizare.

Remediere pentru impacturi reale. În cazul identificării unor neconformități sau situații care pot indica un impact negativ real asupra lucrătorilor din lanțul valoric, Grupul utilizează o abordare de măsuri corective graduale, care poate include solicitarea de remediere cu termene, măsuri operaționale de control suplimentar și, după caz, instrumente contractuale (condiționări privind continuarea activităților, sancțiuni contractuale, în limitele aplicabile), cu verificarea implementării până la închidere.

Procesul de identificare și punere în aplicare a soluțiilor sustenabile			
1. Identificarea impactului negativ prin controale, audituri și mecanisme de raportare din partea lucrătorilor și partenerilor contractuali	2. Elaborarea unui plan de remediere care poate cuprinde modificarea condițiilor de muncă, ajustări în relațiile contractuale cu furnizorii, sancțiuni pentru neconformitate sau sprijin pentru măsuri de corecție și prevenire	3. Evaluarea eficacității măsurilor corective, monitorizând implementarea soluțiilor și feedback-ul lucrătorilor afectați pentru a se asigura că impacturile negative sunt eliminate sau diminuate sustenabil	4. Revizuirea proceselor interne pentru a preveni repetarea aceluiași tip de impact negativ asupra lucrătorilor din lanțul valoric

Inițiativa cu impact pozitiv. Deși analiza de dublă materialitate a reținut ca material riscul menționat, măsurile de prevenție și control pot genera efecte pozitive pentru lucrătorii din lanțul valoric, prin:

- creșterea disciplinei de siguranță și claritatea regulilor de lucru pe amplasamente;
- întărirea capacităților partenerilor de a opera conform cerințelor SSM;
- reducerea expunerilor la activități nesigure prin standardizare și planificare mai riguroasă.

Urmărirea și evaluarea eficacității. Eficacitatea acțiunilor este urmărită prin rezultate operaționale și de conformitate, inclusiv: constatări din verificări/controale, închiderea neconformităților în termen, prevenirea recurenței, precum și semnalările primite prin canalele aliniate cu G1 și prin instrumentele de feedback (SIF-PI), acolo unde este relevant. În anul 2025, nu au fost înregistrate sesizări relevante în acest sens.

Procese pentru identificarea acțiunilor adecvate; practici interne (achiziții); disponibilitatea și eficacitatea remedierii

Identificarea acțiunilor necesare. Acțiunile sunt identificate pe baza: evaluărilor de risc și a cerințelor SSM aplicabile activităților, constatărilor din controale/verificări în derularea lucrărilor/serviciilor și a semnalărilor primite prin canalele de raportare și feedback (G1 / SIF-PI).

Abordare și legătura cu practicile de achiziții/colaborare. Grupul integrează cerințe de conformitate și tratament egal în procesul de achiziții și în derularea contractelor, în acord cu cadrul legal aplicabil achizițiilor sectoriale și procedurile interne. În plus, colaborarea cu entitățile din lanțul valoric este orientată către prevenție și corecție timpurie, prin clarificarea cerințelor, supervizare operațională și măsuri corective graduale atunci când sunt identificate neconformități.

Disponibilitatea și eficacitatea remedierii. Disponibilitatea și eficacitatea proceselor de remediere sunt asigurate prin: acces la canale de raportare aliniate cu G1 (inclusiv avertizări în interes public), posibilitatea transmiterii de feedback prin SIF-PI, tratarea confidențială a sesizărilor și mecanisme operaționale/contractuale pentru implementarea măsurilor corective și verificarea închiderii acestora.

Măsuri pentru riscuri și oportunități semnificative

Atenuarea riscului semnificativ și urmărirea eficacității. Pentru riscul material (neconformitate SSM/condiții de muncă în lanțul valoric), Grupul implementează cerințe standardizate de siguranță, verificări și măsuri corective graduale. Eficacitatea este urmărită prin reducerea neconformităților, prevenirea incidentelor și indicatori operaționali relevanți (de exemplu, constatări/inchideri de neconformități), precum și prin semnalările/feedback-ul primite.

Oportunități. Oportunitățile urmărite sunt în principal operaționale: creșterea siguranței și a calității execuției prin standardizare și consolidarea capacităților partenerilor, ceea ce poate sprijini eficiența proiectelor și continuitatea operațională.

Evitarea producerii sau contribuției la impacturi negative prin practicile proprii. Grupul urmărește să evite producerea sau contribuția la impacturi negative semnificative asupra lucrătorilor din lanțul valoric prin integrarea cerințelor SSM și a conformității în planificarea și derularea activităților și în practicile de achiziții/contract management, astfel încât presiunile de termen sau constrângerile operaționale să nu conducă la compromisuri de siguranță. În cazul unor tensiuni între obiective operaționale (termene/continuitate) și prevenția riscurilor, Grupul prioritizează respectarea cerințelor de siguranță și a cadrului legal aplicabil.

Probleme și incidente grave privind drepturile omului în lanțul valoric. În anul 2025, nu au fost raportate probleme sau incidente grave privind drepturile omului în legătură cu lanțul valoric al Grupului (amonte sau aval) care să implice lucrători din lanțul valoric, în contextul activităților desfășurate exclusiv în România.

Resurse alocate. Grupul alocă resurse pentru gestionarea riscului material din lanțul valoric (SSM/condiții de muncă) prin: funcții și responsabilități în aria SSM/management integrat și operațiuni, timp și resurse pentru instruiți și verificări pe amplasamente, precum și resurse pentru funcționarea mecanismelor de raportare (G1) și a sistemului de feedback (SIF-PI), care susțin identificarea timpurie a problemelor și îmbunătățirea continuă a măsurilor aplicate.

Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative (S2-5)

În urma analizei de dublă materialitate, pentru anul de raportare 2025, Grupul Transelectrica (operațiuni desfășurate exclusiv în România) a reținut ca material pentru lucrătorii din lanțul valoric riscul de neconformitate privind condițiile de muncă și SSM în relațiile de afaceri relevante (în special în activități derulate pe amplasamente și în lucrări cu expunere operațională ridicată). În acest context, Grupul Transelectrica a urmărit gestionarea riscului material prin cerințe operaționale și contractuale, controale și măsuri corective, conform secțiunilor S2-1–S2-4.

Ținte (MDR-T). Pentru perioada de raportare 2025, Grupul nu a stabilit ținte cantitative/temporale specifice (în sensul ESRs 2 MDR-T) pentru riscul material aferent lucrătorilor din lanțul valoric. Abordarea pentru 2025 s-a concentrat pe aplicarea cadrului existent de prevenție și control (cerințe SSM, reguli de acces și desfășurare a activităților pe amplasamente, verificări și remediere a neconformităților, după caz). În consecință, nu există valori-țintă, linii de bază sau termene de atingere raportabile pentru anul 2025.

Grupul intenționează să analizeze și să definească în ciclul următor de planificare un set de ținte adecvate și proporționale cu riscul material (de exemplu, ținte privind conformitatea SSM în contractele relevante, indicatori de monitorizare a neconformităților și timpi de închidere), în funcție de maturizarea colectării de date și de materialitatea confirmată.

Procesul de stabilire a țăintelor și colaborarea cu lucrătorii din lanțul valoric. În 2025, întrucât nu au fost stabilite ținte în sens MDR-T, colaborarea cu lucrătorii din lanțul valoric (sau reprezentanții/mandatarii lor credibili) s-a manifestat în principal în forma colaborării operaționale și contractuale descrise în S2-2 și S2-3 (coordonare SSM pe amplasamente, clarificarea cerințelor de conformitate, feedback și semnalări prin canalele aliniate G1 și prin SIF-PI, după caz). Această colaborare oferă însă baza pentru dezvoltarea viitoare a țăintelor, prin:

- *stabilirea țăintelor:* colectarea de observații operaționale și feedback relevant privind conformitatea SSM și condițiile de lucru în activitățile desfășurate de terți;
- *urmărirea performanței:* utilizarea verificărilor/controalelor și a informațiilor din mecanismele de raportare/feedback pentru a urmări tendințe și zone de risc;
- *învățăminte și îmbunătățiri:* integrarea lecțiilor învățate în cerințele de prevenție, în controalele aplicabile și, ulterior, în definirea unor ținte măsurabile.

3. Comunitățile afectate (S3 1-5)

Impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative și interacțiunea acestora cu strategia și modelul de afaceri (SBM-3)

Perspectivile părților interesate și principalele preocupări observate. Grupul Transelectrica interacționează cu o diversitate de părți interesate (autorități locale, comunități, ONG-uri, industrie și parteneri sociali), iar preocupările acestora reflectă natura investițiilor și operațiunilor asociate infrastructurii critice de transport al energiei electrice. În anul 2025, feedback-ul agregat și interacțiunile relevante au evidențiat, în principal, următoarele perspective:

- *autoritățile locale* (primării, consilii județene) subliniază importanța conformării cu reglementările urbanistice și de mediu și solicită comunicare predictibilă privind lucrările care afectează comunitatea (inclusiv informare din timp asupra exproprierilor, restricțiilor temporare și măsurilor de refacere/compensare); în general, autoritățile sprijină investițiile Grupului, dar solicită garanții privind minimizarea disconfortului și gestionarea adecvată a impacturilor locale;
- *comunitățile locale* din proximitatea liniilor, stațiilor și șantiierelor au exprimat preocupări legate de siguranță și calitatea mediului (câmpuri electromagnetice, impact vizual, protejarea proprietăților/terenurilor și disconfort temporar – zgomot, trafic, ocupare temporară);
- *ONG-urile* (în special cele de mediu și cele civice) urmăresc transparența și rigoarea în evaluările de impact și solicită măsuri pentru reducerea efectelor asupra biodiversității și a mediului (de exemplu, măsuri de prevenție pentru avifaună, refacerea zonelor afectate de șantiere). ONG-urile cu profil comunitar pun accent pe valoare socială în zonele unde se desfășoară proiecte (educație, programe sociale, sprijin local), menținând un rol de „critic constructiv”.

Aceste perspective influențează modul în care Grupul planifică proiectele, gestionează riscurile sociale și comunică, într-un cadru de utilitate publică în care acceptarea socială contribuie la realizarea investițiilor.

Domeniul de aplicare al prezentării ESRS. Grupul Transelectrica include în domeniul de aplicare al prezentării aferente ESRS 2 SBM-3 comunitățile afectate care riscă să fie afectate semnificativ de operațiunile sale și de lanțul valoric relevant, prin proiectele de investiții, operarea și mentenanța infrastructurii de transport al energiei electrice în România.

Tipuri de comunități. În contextul activităților Grupului Transelectrica, tipurile principale de comunități care pot fi afectate includ:

- *comunități din proximitatea amplasamentelor și operațiunilor fizice:* comunități care locuiesc sau lucrează în jurul liniilor electrice, stațiilor, șantiierelor și altor operațiuni fizice; includ și comunități mai îndepărtate care pot fi afectate indirect (de exemplu prin disconfort temporar, trafic, zgomot asociat șantiierelor);
- *comunități situate de-a lungul lanțului valoric relevant:* comunități afectate de activitățile partenerilor contractuali care execută lucrări pentru Grup (de exemplu, lucrări de construcții/mentenanță), în măsura în care aceste activități generează disconfort local sau utilizare temporară de teren;

- *comunități situate la puncte finale ale lanțului valoric*: nu sunt considerate aplicabile în mod semnificativ pentru modelul de afaceri al Grupului Transelectrica, în raport cu temele analizate în S3.
- *comunități de populații indigene*: nu sunt considerate aplicabile în contextul activităților Grupului în România.

Impacturi negative semnificative, inclusiv sistemice vs incidente și tranziția verde. În urma evaluării semnificației, Grupul Transelectrica a identificat, pentru comunitățile afectate, un profil de impact negativ potențial asociat în principal proiectelor de infrastructură și operațiunilor fizice, precum:

- ocuparea/afectarea temporară sau permanentă a terenurilor și restricții temporare de acces;
- modificarea peisajului și disconfort temporar (zgomot, trafic, organizare de șantier);
- preocupări ale comunităților privind expunerea la câmpuri electromagnetice.

Aceste impacturi pot avea caracter sistemic/larg răspândit (prin repetarea tiparelor în proiecte recurente) și/sau pot fi legate de incidente individuale, în funcție de contextul unui proiect sau al unei relații de afaceri specifice.

În același timp, tranziția energetică și accelerarea investițiilor în rețea (inclusiv integrarea surselor regenerabile) pot crește intensitatea interacțiunii cu comunitățile, ceea ce face necesare: planificare atentă, consultare publică și măsuri de reducere/compensare a disconfortului încă din faza de proiectare și autorizare.

În anul 2025, nu au fost raportate evenimente cu impacturi negative semnificative asupra comunităților locale în cadrul proceselor de monitorizare și raportare ale Grupului.

Impacturi pozitive semnificative și tipuri de comunități afectate pozitiv. Impacturile pozitive relevante includ:

- *reziliență și siguranță energetică*: întărirea rețelei și menținerea stabilității SEN contribuie direct la protejarea comunităților de întreruperi majore;
- *integrarea surselor regenerabile*: creșterea capacității de preluare a energiei din RES sprijină dezvoltarea economică și tranziția către un sistem energetic mai curat;
- *valoare socială în comunități*: prin programe de responsabilitate socială și parteneriate (educație, sănătate, sprijin comunitar, voluntariat), Compania contribuie la bunăstarea comunităților, dincolo de misiunea sa tehnică.

Aceste impacturi pozitive se manifestă în principal în comunitățile locale și regionale din România, în special în zonele unde se derulează proiecte sau unde sunt amplasate activele Grupului Transelectrica.

Riscuri și oportunități semnificative pentru Grup. Riscurile și oportunitățile semnificative care decurg din relația cu comunitățile afectate includ:

- *riscuri*: opoziție comunitară față de proiecte, dificultăți de autorizare, întârzieri de implementare, riscuri reputaționale și costuri suplimentare asociate gestionării conflictelor sau ajustărilor de proiect.

- **oportunități:** consolidarea „licenței sociale de a opera” prin dialog transparent, consultare, măsuri de reducere/compensare a disconfortului și investiții comunitare, ceea ce crește predictibilitatea implementării proiectelor și reduce fricțiunile sociale.

Aceste elemente sunt integrate în procesul de management al riscurilor și în planificarea proiectelor, într-un cadru în care performanța pe termen lung depinde și de calitatea relației cu societatea.

IRO-uri relevante și legătura cu strategia. Pe baza analizei de dublă materialitate, IRO-urile aferente comunităților afectate sunt sintetizate în tabelul de mai jos (ESRS S3):

ESRS tematic	Temă	Subtemă	Sub-sub-temă	IRO	Descriere
ESRS S3	Comunitățile afectate	Drepturile economice, sociale și culturale ale comunităților	Impacturi legate de soluri	risc	Riscuri referitoare la relațiile cu comunitățile locale – modificările mediului pot genera nemulțumiri sociale și opoziție din partea comunităților afectate de infrastructura energetică
				impact	Impact asupra mediului și terenurilor din comunități – Construirea liniilor de înaltă tensiune și a stațiilor electrice poate afecta comunitățile prin ocuparea terenurilor, modificarea peisajului și potențiale inconveniente (de exemplu, zgomotul de fond sau preocupări legate de câmpurile electromagnetice). Aceste impacturi sunt gestionate prin consultarea publicului, studii de mediu și măsuri de reducere a disconfortului, pentru a proteja calitatea vieții în comunitățile locale

Înțelegerea expunerii crescute la prejudiciu. Pe baza evaluării semnificației realizate în cadrul ESRS 2 IRO-1, Grupul a dezvoltat o înțelegere a modului în care anumite comunități pot fi expuse unui risc mai mare de prejudiciu, prin corelarea tipurilor de impact cu caracteristicile comunităților și contextul local al proiectelor. Expunerea poate fi mai ridicată, de exemplu, pentru:

- comunități aflate în proximitatea directă a liniilor/stațiilor/șantierelor sau pe trasee vizate de lucrări;
- comunități cu utilizări sensibile ale terenului (zone rezidențiale dense, zone agricole dependente de acces, zone în care impactul vizual este perceput ca semnificativ);
- comunități care includ grupuri cu vulnerabilități specifice (de exemplu, persoane în vârstă sau gospodării cu capacitate redusă de adaptare la disconfort temporar). Această înțelegere este utilizată în planificarea proiectelor și în măsurile de consultare publică pentru calibrarea comunicării, mitigării disconfortului și, după caz, a măsurilor de compensare.

Grupuri specifice de comunități vs. toate comunitățile afectate. Riscurile și oportunitățile asociate comunităților afectate nu se manifestă uniform în aria de activitate a Grupului. Ele sunt mai pronunțate pentru grupuri specifice de comunități, în special:

- comunități direct afectate de proiecte noi de infrastructură sau de modernizări (de exemplu, comunități de pe traseele liniilor/în jurul stațiilor);
- comunități din zone cu intensitate ridicată a investițiilor în rețea (de exemplu, zone cu integrare accelerată a RES), unde ritmul lucrărilor și interacțiunea cu publicul pot amplifica atât riscurile de acceptare socială, cât și oportunitățile de colaborare și beneficii locale.

În același timp, oportunitățile asociate (sprijin local, reducerea fricțiunilor prin dialog și măsuri adecvate) sunt relevante transversal, dar se materializează în mod particular în comunitățile direct implicate în proiectele Grupului.

Exemple și date relevante (context 2025)

Pentru a ilustra concret relația Transelectrica-comunități, prezentăm câteva exemple și date cheie din anul 2025:

- *reziliență în situații de urgență* – în iunie 2025, Transelectrica a reușit să mențină integritatea sistemului energetic românesc în timpul unei pene regionale majore, împiedicând orice consecințe asupra consumatorilor din țară. Acest exemplu evidențiază modul în care investițiile în rețea protejează direct comunitățile de întreruperi grave ale electricității;
- *proiecte de infrastructură finalizate* – în Dobrogea, regiune cu numeroase investiții în eolian și solar, Transelectrica a finalizat racordarea unor linii de 400 kV în stația Medgidia Sud, măbind capacitatea de preluare a energiei din surse regenerabile. Această lucrare, terminată în 2025, contribuie la stabilitatea rețelei locale și naționale, facilitând totodată integrarea noilor proiecte de energie verde de care beneficiază atât economia, cât și mediul (reducerea emisiilor locale de CO₂);
- *investiții comunitare și sponsorizări* – cu un buget de 4,98 milioane lei alocat pentru responsabilitate socială, Compania a sprijinit în 2025 zeci de inițiative locale. De pildă, Transelectrica a finanțat deplasarea echipei de robotică a Colegiului National Sfântul Sava - București la o competiție internațională din SUA, demonstrând suport pentru educația de excelență. De asemenea, a susținut proiecte de protecție socială precum tabere pentru copii defavorizați și campanii de prevenire a suicidului în rândul adolescenților cu risc suicidar, arătând grijă pentru probleme sociale actuale. Diversitatea acestor exemple subliniază angajamentul Transelectrica de a investi în bunăstarea comunităților, dincolo de misiunea sa tehnică de transport al energiei;
- *voluntariat și implicare angajați* – în perioada octombrie - noiembrie 2025, s-a desfășurat campania „Ducem limba română în diaspora – donează o carte de povești”, în parteneriat cu asociația VolunDar, un program inițiat și derulat cu scop patriotic și cultural, sprijinind familiile de români din diaspora să-și păstreze copiii aproape de limba maternă. În cadrul acestei campanii angajații Transelectrica au donat cărți de povești pentru copii cu vârste între 3 și 14 ani care au fost transportate în Tarragona, Spania, în vederea realizării unei biblioteci românești. Astfel, cunoașterea limbii materne de către noua generație va oferi tinerilor o conexiune profundă cu propria identitate, dar și posibilitatea reală de a se întoarce acasă, oricând își vor dori.

În ansamblu, aceste exemple din 2025 arată că Transelectrica își asumă rolul în comunitate pe multiple planuri: tehnic (siguranța și modernizarea rețelei), social (educație, sănătate, voluntariat) și de guvernare (dialog transparent cu stakeholderii). Ele servesc ca studii de caz pozitive care pot fi replicate și extinse în anii următori. În același timp, în anul 2025 nu au fost raportate evenimente cu impacturi negative semnificative asupra comunităților locale.

Politici legate de comunitățile afectate (S3-1)

Politici pentru gestionarea impacturilor, riscurilor și oportunităților semnificative; comunități vizate. Grupul Transelectrica își gestionează impacturile, riscurile și oportunitățile semnificative legate de comunitățile afectate printr-un set de politici și instrumente incluse în MDR-P – Politici adoptate pentru gestionarea aspectelor de durabilitate semnificative, completate de politici de mediu, de guvernanță și de responsabilitate socială corporativă. Aceste politici stabilesc cadrul de acțiune pentru minimizarea impacturilor proiectelor și operațiunilor asupra comunităților, pentru menținerea unui dialog transparent cu părțile interesate și pentru implementarea măsurilor de dezvoltare durabilă.

Politicile vizează toate comunitățile afectate de activitățile Grupului Transelectrica, cu măsuri mai specifice pentru comunitățile aflate în proximitatea amplasamentelor și proiectelor de infrastructură (linii, stații, șantiere), unde expunerea la disconfort temporar, utilizarea terenurilor și preocupările privind mediul pot fi mai ridicate.

Forma politicii și referințe încrucișate (cross-reference)

Politica privind comunitățile afectate nu este un document singular separat; ea este integrată într-un ansamblu de politici și documente mai ample (MDR-P, politici de responsabilitate socială, politici de mediu, cadrul de integritate și conduită). În acest sens, referințele încrucișate relevante includ:

- MDR-P (politici de responsabilitate socială) – pentru cadrul general și prioritățile de acțiune;
- secțiunile privind canalele de raportare și mecanismele de integritate (ESRS G1) – pentru sesizarea preocupărilor și tratarea acestora;
- secțiunile privind procesele de remediere și canalele de raportare/feedback (ex. S3-3 / SIF-PI, unde este prezentat) – pentru mecanismele de remediere și feedback.

Populații indigene. În contextul activităților Grupului Transelectrica desfășurate exclusiv în România, Compania nu a identificat comunități de populații indigene ca fiind relevante pentru domeniul de aplicare al prezentărilor aferente ESRS S3. Prin urmare, nu sunt aplicabile dispoziții de politică specifice dedicate populațiilor indigene.

Angajamente privind drepturile omului: monitorizare, colaborare, remediere. Grupul Transelectrica își exprimă angajamentul de a respecta drepturile omului relevante pentru comunitățile afectate, aliniindu-se, la nivel de principii și guvernanță, la Principiile directoare ale ONU privind afacerile și drepturile omului (UNGPs), la Declarația OIM privind principiile și drepturile fundamentale la locul de muncă și la Orientările OCDE pentru întreprinderile multinaționale. Angajamentele sunt reflectate în politicile de conduită și integritate, în politicile de mediu și în practicile de consultare publică aplicabile proiectelor cu interacțiune directă cu comunitățile.

Respectarea drepturilor comunităților: Grupul urmărește să prevină impacturile negative semnificative asupra comunităților, prin planificarea proiectelor, conformarea cu cerințele legale și aplicarea măsurilor de reducere/compensare a disconfortului, acolo unde este cazul.

Colaborarea cu comunitățile afectate: colaborarea este realizată prin mecanisme de informare, consultare și dialog cu părțile interesate relevante (inclusiv autorități locale și comunități), în special în fazele de planificare/autorizare și în derularea proiectelor.

Remediere: Grupul utilizează mecanisme interne de primire și soluționare a sesizărilor (inclusiv canale aliniate cadrului G1) și instrumente operaționale pentru a investiga și trata preocupările comunităților; concluziile pot conduce la măsuri corective și la îmbunătățirea practicilor de proiect/operare.

Alinierea la standarde internaționale și cazuri de nerespectare. Politicile și practicile Grupului privind comunitățile afectate sunt aliniate, ca repere de guvernare și conduită, la standardele internaționale relevante, inclusiv UNGP, Declarația OIM și Orientările OCDE. În perioada de raportare 2025, în contextul operațiunilor desfășurate în România și al proceselor interne de monitorizare/raportare, nu au fost raportate în operațiunile Grupului sau în lanțul valoric relevant cazuri de nerespectare a UNGP, a Declarației OIM sau a Orientărilor OCDE care să implice comunități afectate; în consecință, nu există cazuri pentru care să fie descrisă natura acestora.

Măsuri pentru dialog, compensare și responsabilitate socială

Transelectrica transpune principiile și politicile sale în acțiuni concrete, menite să asigure un dialog activ cu comunitățile, compensarea corespunzătoare a impacturilor și implicarea socială pozitivă. Printre măsurile-cheie se numără:

- **dialogul cu comunitățile** – Compania pune accent pe comunicarea transparentă și colaborarea cu publicul local. Transelectrica menține un dialog deschis și constant cu părțile interesate, incluzând autoritățile locale și cetățenii din zonele afectate, pentru a le asculta preocupările și a le integra feedback-ul. În conformitate cu obligațiile legale, înaintea demarării proiectelor majore sunt organizate consultări publice și informări locale, asigurându-se că vocea comunităților este auzită. De asemenea, există canale dedicate (întâlniri periodice, linii de contact, platforme online) prin care membrii comunităților pot semnala probleme sau își pot exprima punctele de vedere, Compania angajându-se să trateze aceste sesizări cu seriozitate și să ofere soluții adecvate;
- **compensare și reducerea impactului** – Transelectrica respectă drepturile proprietarilor și ale comunităților atunci când derulează lucrări de infrastructură. În situațiile în care este necesară utilizarea terenurilor private sau apar inconveniente pentru localnici, se oferă *compensări echitabile* și despăgubiri conform prevederilor legale, demonstrând respect față de interesele comunității. Încă din faza de planificare, se iau măsuri pentru reducerea la minimum a impactului asupra mediului și proprietăților: de la optimizarea traseelor de linii pentru a evita pe cât posibil zonele sensibile, până la aplicarea măsurilor de protecție pe șantier (reducerea zgomotului, refacerea terenurilor afectate etc.). Evaluarea impactului social și de mediu (inclusiv *studiile de impact* și *planurile de management de mediu*) stă la baza deciziilor, astfel încât orice efect negativ semnificativ asupra comunităților să fie prevenit sau compensat în mod corespunzător. Abordarea proactivă în această direcție contribuie la menținerea *licenței sociale de a opera* a Companiei și la construirea unui climat de încredere mutual;
- **inițiative de responsabilitate socială (CSR)** – pe lângă gestionarea impacturilor directe, Transelectrica investește în mod voluntar în bunăstarea și dezvoltarea comunităților, ca parte a angajamentului său social. În anul 2025, Compania a continuat programele de *voluntariat corporativ* și parteneriatele comunitare, dar și proiectele de responsabilitate socială prin care au fost susținute numeroase organizații non-guvernamentale. Aceste investiții reflectă dorința Companiei de a crea un impact pozitiv pe termen lung dincolo de activitatea sa de bază, consolidând relația cu comunitățile prin acțiuni benefice și contribuind la dezvoltarea socială a acestora.

Politicile privind comunitățile afectate nu funcționează izolat, ci sunt strâns interconectate cu strategia generală de dezvoltare a Transelectrica. Compania integrează sistematic obiectivele sociale și de mediu în planificarea sa strategică pe termen lung, asigurând astfel coerența între dezvoltarea infrastructurii energetice și responsabilitatea față de comunitate. Angajamentele față de comunitățile locale și acțiunile de responsabilitate socială sunt aliniate misiunii strategice a Transelectrica – aceea de a menține în siguranță Sistemul Electroenergetic Național și de a facilita tranziția către un viitor energetic sustenabil.

Abordarea sustenabilă a relației cu comunitățile aduce beneficii reciproce, contribuind atât la bunăstarea socială, cât și la succesul pe termen lung al Companiei. Prin cultivarea unui dialog deschis și a transparenței, Transelectrica își consolidează relațiile de încredere cu publicul și autoritățile locale, ceea ce facilitează implementarea proiectelor strategice în teritoriu. În plus, faptul că Transelectrica sprijină activ dezvoltarea comunităților locale și ține cont de interesele acestora conferă reziliență strategiei de afaceri: proiectele de investiții devin mai sustenabile, riscurile sociale sunt diminuate, iar Compania își menține reputația de *lider responsabil* în sectorul energetic. Astfel, politicile legate de comunitățile afectate nu reprezintă doar o obligație de conformare, ci și un element central al modelului de afaceri al Transelectrica, contribuind la atingerea viziunii sale de creștere durabilă și armonizare a obiectivelor economice cu cele sociale.

Exemple relevante din 2025 cu impact în comunitate

Pentru a ilustra abordarea Transelectrica, mai jos sunt prezentate șase proiecte de responsabilitate socială derulate recent de Companie – diferite de cele descrise anterior – care reflectă țințele sale sociale și modul de implicare în comunități:

- **„Typhoon HIL 506 – formarea unei noi generații de ingineri de profil energetic”.** Proiect desfășurat de Asociația ALUMNI ELTH pentru pregătirea studenților Facultății de Inginerie Electrică și Facultății de Energetică din cadrul Universității de Știință și Tehnologie Politehnica București prin achiziționarea și implementarea echipamentului Typhoon HIL 506, un simulator de ultimă generație care permite crearea, testarea și optimizarea în timp real a copilor digitale ale unor rețele electrice.
- **Sănătate pentru copii – tratament stomatologic mobil:** Transelectrica a susținut inițiative menite să aducă servicii medicale vitale mai aproape de comunități vulnerabile. Un exemplu este sponsorizarea oferită organizației Merci Charity Boutique pentru proiectul „Prevenție și tratament stomatologic pentru copii cu dizabilități din centrul “Curcubeul Magic” din București. Prin această inițiativă, 40 de copii cu dizabilități au beneficiat de tratamente ce le îmbunătățesc starea de sănătate orală și confortul, fără a fi nevoiți să se deplaseze – un impact social pozitiv obținut cu sprijinul financiar al Transelectrica.
- **„Pentru copiii noștri”** – Un proiect ambițios desfășurat de Asociația Medici Pentru Romania dedicat modernizării și îmbunătățirii condițiilor secției de pedetrie a Spitalului Municipal Curtea de Argeș pentru a asigura atât copiilor cât și medicilor acces la spații medicale sigure și moderne.
- **„Ajutorarea persoanelor afectate de inundațiile din data de 27-28.07.2025 din comuna Broșteni”** – Un proiect social inițiat de Societatea Națională de Cruce Roșie din România- Filiala Suceava, concentrat pe îmbunătățirea condițiilor de viață a persoanelor afectate de inundații prin susținerea acestora în a reveni la un trai cât mai aproape de normal, în cât mai scurt timp. În urma inundațiilor din zona Broșteni au existat 3 victime omenești, aproape 3000 de persoane sinistrate, 40 locuințe au fost distruse și 508 avariate.

- **„Crăciun în spital pentru copii, tineri și adulți cu diagnostic oncologic”** – Proiect implementat de Asociația P.A.V.E.L din dorința de a aduce Sărbătoarea Crăciunului mai aproape de copiii și adulții bolnavi de cancer aflați în perioada sărbătorilor la tratament în două spitale din București, Institutul Clinic Fundeni și Institutul Oncologic” Profesor Doctor Alexandru Trestioreanu.
- **„Casa cu Bine”**– Proiect implementat de Asociația „Atelierul de Bine” cu ajutorul Transelectrica în anul 2024 și continuat în anul 2025, cu scopul de a reabilita locuințele a patru familii vulnerabile și renovarea Centrului de zi pentru copii din localitatea Pârscov (jud. Buzău). Inițiativa asigură materialele de construcție și acoperă costurile lucrărilor necesare, astfel încât aceste familii să aibă case sigure și decente, iar copiii din comunitate să beneficieze de un spațiu adecvat pentru activități educative și îngrijire. Beneficiarii direcți sunt cele patru familii cu situație dificilă (inclusiv copiii lor) ale căror locuințe sunt renovate, precum și zecile de copii din Pârscov care vor frecventa centrul de zi reabilitat.

Prin aceste exemple se poate observa modul în care măsurile luate de Transelectrica în 2025 au avut rezultate tangibile în comunitățile afectate. Fie că a fost vorba de ajutor direct în momente critice, de susținerea educației și culturii sau de implicare în viața comunitară de zi cu zi, Compania și-a demonstrat angajamentul față de responsabilitatea socială. Acțiunile descrise au contribuit la îmbunătățirea calității vieții pentru beneficiari, au redus unele presiuni sociale și au creat oportunități noi, validând eficacitatea abordărilor adoptate de Transelectrica S.A. în relația sa cu comunitățile afectate.

Procese de colaborare cu comunitățile afectate cu privire la impacturi (S3-2)

Grupul Transelectrica utilizează procese structurate de colaborare cu comunitățile afectate pentru a identifica, preveni și gestiona impacturile reale și potențiale asociate proiectelor de infrastructură și operațiunilor fizice (linii, stații, șantiere), precum și pentru a integra perspectivele părților interesate în planificarea și implementarea măsurilor de mitigare. Colaborarea este realizată printr-o combinație de mecanisme formale (informare/consultare în etapele de autorizare și implementare) și mecanisme continue de comunicare și feedback (inclusiv Sistemul integrat de feedback pentru părțile interesate – SIF-PI), astfel încât opiniile comunităților să poată contribui la decizii și la îmbunătățirea abordării Grupului.

Cum contribuie perspectivele comunităților afectate la decizii și activități

Tipul de colaborare. Colaborarea are loc atât direct cu comunitățile afectate, cât și prin reprezentanții lor legitimi și mandatar credibili cu cunoaștere asupra situației locale, în special: autorități publice locale (primării/consilii județene), instituții relevante în procesul de autorizare, reprezentanți ai comunităților, precum și ONG-uri sau alte organizații civice atunci când acestea sunt relevante pentru contextul proiectului.

Etapele, tipul și frecvența colaborării. Colaborarea este integrată în mai multe etape ale ciclului de viață al proiectelor și operațiunilor:

- *planificare și proiectare:* colectarea observațiilor privind trasee, utilizarea terenurilor, zone sensibile și potențiale surse de disconfort;
- *autorizare:* comunicare și consultare conform cerințelor legale aplicabile, inclusiv informare privind impacturi și măsuri de reducere;
- *execuție:* comunicare operațională privind organizarea de șantier (acces, trafic, program), gestionarea sesizărilor și ajustări punctuale;

- **operare și mentenanță:** gestionarea sesizărilor/reclamațiilor și comunicare privind lucrări planificate sau intervenții.

Frecvența colaborării depinde de proiect și de intensitatea activităților în zona respectivă, incluzând interacțiuni periodice în etapele de autorizare și implementare și gestionare ad-hoc a sesizărilor sau situațiilor punctuale.

Funcția și rolul cel mai înalt responsabil (operațional). La nivelul fiecărei entități din Grup, conducerea executivă are responsabilitatea operațională de a se asigura că procesele de colaborare cu comunitățile afectate sunt implementate și că rezultatele acestora sunt integrate în deciziile relevante (planificare, măsuri de mitigare, comunicare și remediere). Implementarea este susținută de funcțiile operaționale și de specialitate relevante (de exemplu, dezvoltare investiții/proiecte, mediu, juridic, comunicare, SSM și management integrat), în funcție de natura subiectului și de etapa proiectului.

Evaluarea eficacității colaborării. Eficacitatea colaborării este evaluată prin rezultate și indicatori operaționali relevanți, cum ar fi: reducerea escaladării conflictelor, soluționarea sesizărilor într-un termen rezonabil, adaptarea măsurilor de organizare de șantier și de reducere a disconfortului, precum și prin feedback-ul colectat prin SIF-PI (inclusiv formularul standard de feedback), care permite identificarea temelor recurente și îmbunătățirea continuă a abordării.

Înțelegerea perspectivelor comunităților vulnerabile / marginalizate și a grupurilor specifice.

Grupul urmărește să înțeleagă perspectivele comunităților care pot fi mai vulnerabile la impacturi (de exemplu, comunități direct afectate de restricții temporare de acces sau de disconfort prelungit asociat șantierelor, zone rezidențiale dense, comunități cu dependență ridicată de accesul la terenuri agricole), prin adaptarea comunicării, consultare ținută atunci când este necesar și prin preluarea feedback-ului în SIF-PI. În măsura în care sunt identificate preocupări specifice ale unor grupuri din comunitate (de exemplu, persoane în vârstă, părinți cu copii, persoane cu mobilitate redusă), acestea sunt considerate în calibrarea măsurilor de informare și a soluțiilor de reducere a disconfortului.

Populații indigene. În contextul activităților Grupului în România, nu au fost identificate comunități de populații indigene relevante pentru această raportare; cerința 23 nu este aplicabilă.

Dacă nu există proces general de colaborare. Nu este cazul. Grupul dispune de procese de colaborare cu comunitățile afectate, integrate în ciclul proiectelor și susținute de mecanisme de comunicare și feedback (inclusiv SIF-PI), care permit colectarea și integrarea perspectivelor comunităților în deciziile privind planificarea proiectelor, măsurile de reducere a impacturilor și gestionarea sesizărilor.

Procese de remediere a impacturilor negative și canalele prin care comunitățile afectate își pot exprima preocupările (S3-3)

Abordare generală și procese de remediere; evaluarea eficacității. Grupul Transelectrica aplică o abordare proporțională de prevenție și remediere pentru impacturile negative semnificative asupra comunităților afectate, în special în contextul proiectelor de infrastructură și al operațiunilor fizice (linii, stații, șantiere). Atunci când constată că a cauzat sau a contribuit la un impact negativ semnificativ (de exemplu, disconfort prelungit, restricții de acces, afectarea temporară a terenurilor, impacturi locale asociate șantierelor), Grupul utilizează măsuri de remediere care pot include: clarificări și comunicare publică, ajustări ale organizării lucrărilor, măsuri de refacere/compensare conform cadrului legal aplicabil și acțiuni corective în relația cu partenerii contractuali, după caz.

Eficacitatea remedierii este evaluată prin închiderea cazului, verificarea implementării măsurilor și prevenirea recurenței, inclusiv prin analizarea feedback-ului ulterior și a temelor recurente.

Canale specifice pentru exprimarea preocupărilor; mecanisme interne/terțe. Comunitățile afectate pot transmite preocupări și nevoi direct către Grup prin canale instituite de întreprindere, în special:

- Sistemul integrat de feedback pentru părțile interesate (SIF-PI), care include un formular standard de feedback (cu posibilitatea transmiterii anonime, după caz) și un proces de tip „feedback loop” (înregistrare–clasificare–răspuns–închidere);
- canalele publice de contact (formular online/general, corespondență și contact public), utilizate pentru solicitări, sesizări și clarificări în relația cu publicul, în special în contextul proiectelor și lucrărilor.

În paralel, sesizările cu caracter de integritate/încălcări ale legii sunt gestionate separat prin canalele aliniate cadrului de integritate (G1), cu confidențialitate și protecție împotriva represaliilor. Grupul nu utilizează în prezent un mecanism terț dedicat exclusiv comunităților afectate; comunitățile pot utiliza, după caz, mecanismele legale/reglementare aplicabile în România.

Procese pentru sprijinirea disponibilității canalelor prin relațiile de afaceri. Grupul sprijină disponibilitatea canalelor și prin relațiile sale de afaceri, în special în proiectele și activitățile derulate cu contractori, prin cerințe de comunicare și conduită, coordonare operațională și așteptări privind gestionarea sesizărilor. În activitățile de șantier, Grupul urmărește ca problemele comunităților să poată fi semnalate și tratate rapid, inclusiv prin escaladare către funcțiile relevante ale Grupului și, după caz, către partenerii contractuali responsabili.

Monitorizarea problemelor și asigurarea eficacității canalelor. Problemele ridicate prin canalele de feedback/sesizare sunt înregistrate, analizate și direcționate către funcțiile competente, cu urmărirea măsurilor până la soluționare. Eficacitatea canalelor este urmărită prin indicatori operaționali de proces (de exemplu, timpi de răspuns, închidere, tematici recurente) și prin utilizarea feedback-ului agregat pentru îmbunătățirea măsurilor preventive în proiecte. Analiza reputațională este utilizată ca instrument complementar pentru identificarea temelor sensibile și ajustarea comunicării, fără a înlocui canalele formale de sesizare.

Cunoașterea și încrederea în canale; protecția împotriva represaliilor (trimitere la G1). Grupul evaluează, în mod proporțional, dacă comunitățile afectate cunosc și au încredere în canalele disponibile prin: utilizarea SIF-PI (rata de răspuns și teme primite), feedback-ul din consultări și interacțiunile cu autoritățile locale și comunitățile în proiecte, precum și prin analiza temelor recurente. Protecția împotriva represaliilor pentru persoanele care utilizează canalele de raportare este asigurată prin politicile și procedurile de integritate descrise în ESRS G1-1, aplicabile raportărilor formulate cu bună-credință.

Dacă nu există canal / interval de timp. Grupul dispune de canale de exprimare a preocupărilor pentru comunitățile afectate (SIF-PI și canale publice de contact) și de canale de integritate aliniate G1. În prezent, nu există o politică distinctă separată dedicată exclusiv soluționării plângerilor comunităților afectate; consolidarea și formalizarea suplimentară a cadrului (inclusiv standardizarea internă a procesului de soluționare) va fi analizată în ciclurile următoare de raportare, în funcție de materialitate și de maturizarea colectării de date.

Adoptarea de măsuri privind impacturile semnificative asupra comunităților afectate și abordări pentru gestionarea riscurilor semnificative și pentru urmărirea oportunităților semnificative legate de comunitățile afectate, precum și eficacitatea acestor acțiuni (S3-4)

Grupul Transelectrica gestionează impacturile sociale asociate proiectelor și operațiunilor sale printr-o abordare integrată care combină prevenția, consultarea, monitorizarea și remedierea. Procesele sunt aplicabile la nivelul entităților Grupului și vizează în special comunitățile aflate în proximitatea infrastructurii și a proiectelor de investiții (linii, stații, șantiere), unde pot apărea disconfort temporar, ocupare/afectare de terenuri și preocupări privind sănătatea și mediul.

Acțiuni privind impacturile semnificative: prevenție, remediere, inițiative pozitive și evaluarea eficacității

Prevenirea/atenuarea impacturilor negative. Grupul implementează acțiuni de prevenire și atenuare prin:

- planificarea proiectelor cu integrarea cerințelor de mediu și a cerințelor de autorizare, inclusiv măsuri de reducere a disconfortului pentru populație (de exemplu, organizare de șantier, gestionarea accesului, refacerea zonelor afectate, după caz);
- consultare și comunicare cu autoritățile locale și comunitățile, în special în etapele de planificare/autorizare și pe parcursul execuției;
- utilizarea de soluții tehnice și practici operaționale care reduc impactul asupra mediului și disconfortul în proximitatea zonelor locuite, acolo unde este relevant.

Remediere pentru impacturi reale. În cazul unor impacturi reale (de exemplu sesizări/reclamații privind disconfort, acces, refacerea terenurilor sau alte efecte asociate proiectelor), Grupul abordează situațiile prin analiză, dialog și măsuri corective proporționale (de exemplu, ajustări în organizarea lucrărilor, măsuri de refacere, clarificări către comunitate, acțiuni de remediere în limitele obligațiilor legale și contractuale), urmărind soluționarea până la închidere.

Inițiative cu impact pozitiv. Grupul urmărește impacturi pozitive prin programe de responsabilitate socială și parteneriate locale (educație, sănătate, sprijin comunitar, voluntariat), care completează rolul său de furnizor de utilitate publică și contribuie la consolidarea relației cu comunitățile.

Evaluarea eficacității. Eficacitatea este evaluată prin: soluționarea sesizărilor, reducerea recurenței problemelor în proiecte similare, feedback-ul primit prin mecanismele de consultare și prin instrumentele de feedback, precum și prin indicatori reputaționali și de percepție (inclusiv analiza agregată a aparițiilor media).

Monitorizarea reputațională (instrument de control/învățare). Pentru a monitoriza riscul reputațional asociat informațiilor din spațiul public privind activitatea Grupului, a fost realizată o analiză agregată a materialelor publicate în mass-media. Rezultatele au fost:

Categorie știri	Număr articole		% articole	
	2024	2025	2024	2025
Știri neutre	11543	11905	91,42%	91,53%
Știri pozitive	724	822	5,74%	6,32%
Știri negative	359	280	2,84%	2,15%
Total știri	12626	13007	100%	100%

Această analiză sprijină identificarea timpurie a temelor sensibile pentru comunități și calibrarea comunicării și a măsurilor preventive, dar nu înlocuiește canalele formale de sesizare.

Procese pentru identificarea acțiunilor adecvate și abordarea impacturilor specifice

Identificarea acțiunilor necesare. Acțiunile sunt identificate pe baza: cerințelor de autorizare și consultare publică, evaluărilor de impact (unde este cazul), observațiilor din teren în derularea proiectelor, sesizărilor primite prin canalele disponibile și feedback-ului colectat prin instrumente dedicate.

Abordarea pentru impacturi specifice și legătura cu practici interne

(terenuri/planificare/construcție/operare). Grupul integrează considerentele sociale în planificarea și implementarea proiectelor, inclusiv prin evaluarea acceptabilității proiectelor, fezabilitatea obținerii drepturilor asupra terenurilor și gestionarea relației cu autoritățile și comunitățile locale. În proiecte, se aplică măsuri de organizare de șantier și de reducere/compensare a disconfortului, iar, după caz, sunt urmărite soluții de proiectare care reduc impactul asupra zonelor sensibile.

Disponibilitatea și eficacitatea proceselor reparatorii. Procesele reparatorii sunt disponibile prin canalele de sesizare/feedback și prin mecanismele de consultare/întâlniri publice, iar eficacitatea este urmărită prin închiderea cazurilor, documentarea măsurilor luate și îmbunătățirea practicilor în proiecte ulterioare.

Măsuri pentru riscuri și oportunități semnificative; urmărirea eficacității

Atenuarea riscurilor semnificative. Grupul atenuează riscurile semnificative (de exemplu opoziție comunitară, riscuri reputaționale, întâzieri de implementare) prin comunicare transparentă, consultare, conformare strictă cu cerințele legale și de mediu și măsuri de reducere/compensare a disconfortului. Eficacitatea este urmărită prin evoluția sesizărilor, progresul autorizărilor și implementării proiectelor și analiza temelor recurente în feedback și în spațiul public.

Urmărirea oportunităților. Oportunitățile sunt urmărite prin crearea de valoare socială prin programe CSR și îmbunătățirea predictibilității implementării investițiilor prin sprijin local.

Evitarea producerii sau contribuției la impacturi negative prin practicile proprii. Grupul urmărește să evite producerea sau contribuția la impacturi negative semnificative asupra comunităților afectate prin integrarea cerințelor sociale și de mediu în planificarea proiectelor, în practicile de achiziționare/folosință a terenurilor (unde este cazul), în organizarea și derularea șantierelor și în operarea infrastructurii. Atunci când apar tensiuni între termenele de implementare și necesitatea prevenirii/atenuării impacturilor, Grupul prioritizează conformarea legală, siguranța și măsurile de reducere/compensare a disconfortului.

Probleme și incidente grave privind drepturile omului. În anul 2025, la nivelul Grupului Transelectrica nu au fost raportate probleme sau incidente grave privind drepturile omului în legătură cu comunitățile afectate, în cadrul proceselor interne de monitorizare și raportare.

Canale pentru exprimarea preocupărilor: sesizări, reclamații și feedback (aliniere cu G1 și SIF-PI). Grupul nu are, în prezent, o politică distinctă separată dedicată exclusiv soluționării plângerilor comunităților, însă utilizează canale și mecanisme existente pentru a primi și soluționa sesizări:

- instrumente de feedback pentru părți interesate (SIF-PI), inclusiv formular standard (cu posibilitate de transmitere anonimă, unde este cazul) și mecanisme de colectare/închidere a feedback-ului;
- canale de contact publice (formular online, corespondență, telefon), utilizate pentru solicitări și sesizări generale;
- mecanismele de raportare aliniate cadrului de integritate (G1) sunt tratate separat pentru sesizări de integritate/încălțări ale legii, cu confidențialitate și protecție împotriva represaliilor.

Sesizările/feedback-ul sunt analizate, direcționate către funcțiile relevante și urmărite până la soluționare, iar temele recurente sunt utilizate pentru îmbunătățirea continuă a măsurilor preventive și a comunicării.

Resurse alocate. Grupul alocă resurse pentru gestionarea impacturilor asupra comunităților afectate prin: funcții și responsabilități în aria proiectelor/investițiilor, mediu, comunicare și management integrat, precum și prin resurse pentru consultare, comunicare, funcționarea mecanismelor de feedback (SIF-PI) și pentru implementarea măsurilor de reducere/compensare a disconfortului în proiecte.

Ținte legate de gestionarea impacturilor negative semnificative, de promovarea impacturilor pozitive și de gestionarea riscurilor și a oportunităților semnificative (S3-5)

În anul 2025, Grupul Transelectrica a urmărit un set de ținte și obiective operaționale relevante pentru comunitățile afectate, corelate cu impacturile și riscurile semnificative identificate (disconfort local asociat proiectelor, acceptarea socială, riscuri reputaționale) și cu oportunitățile de creare de valoare socială:

1. Reducerea/atenuarea impacturilor negative ale proiectelor asupra comunităților

- *Țintă operațională:* integrarea măsurilor de prevenție și mitigare în proiecte (planificare, autorizare, organizare de șantier), astfel încât disconfortul pentru populație să fie redus și să fie respectate cerințele legale privind sănătatea publică și mediul (inclusiv conformarea la limitele aplicabile pentru câmpuri electromagnetice și cerințele de siguranță ale instalațiilor).
- *Domeniu de aplicare:* proiecte și lucrări cu interacțiune directă cu comunitățile afectate în România.
- *Monitorizare:* prin procesele de proiect/mediu, consultare publică și gestionarea sesizărilor/feedback-ului (S3-2/S3-3).

2. Continuitatea alimentării și prevenirea impactului social al întreruperilor

- *Țintă 2025:* realizarea integrală (100%) a programului anual de mentenanță a rețelei electrice de transport, pentru susținerea stabilității infrastructurii și reducerea riscului de întreruperi neplanificate cu efect asupra comunităților.
- *Domeniu de aplicare:* operațiunile de mentenanță ale rețelei de transport.
- *Monitorizare:* prin raportări interne privind execuția programului de mentenanță și indicatori operaționali.

3. Promovarea impacturilor pozitive în comunități (valoare socială/CSR)

- *Direcții-țintă* (operaționalizate anual): educație și dezvoltarea tinerilor, inițiative umanitare și de sănătate, dezvoltare comunitară și protecția mediului, în cadrul Politicii de Responsabilitate Socială Corporativă.
- *Monitorizare*: prin raportarea anuală a sponsorizărilor și proiectelor CSR (sume, domenii, rezultate/beneficiari), completată de feedback de la parteneri și comunități.

Procesul de stabilire a țăintelor și colaborarea cu comunitățile afectate. Țintele și obiectivele de mai sus sunt stabilite și urmărite printr-un proces care integrează: cerințe legale (autorizare/mediu), planificarea internă a investițiilor și mentenanței, precum și perspectivele părților interesate din teritoriu (autorități locale, comunități și ONG-uri), colectate prin mecanismele de colaborare descrise la S3-2 și prin canalele de feedback/sesizare descrise la S3-3 (inclusiv SIF-PI).

- *Stabilirea țintelor*: în fazele de planificare și autorizare a proiectelor, Grupul ia în considerare observațiile și preocupările comunităților (de exemplu, trasee, acces, disconfort, zone sensibile), precum și condițiile impuse în cadrul proceselor de autorizare, pentru a calibra măsurile de mitigare și obiectivele proiectelor.
- *Urmărirea performanței*: performanța este urmărită prin indicatori operaționali (de exemplu, execuția programului de mentenanță, implementarea măsurilor de mitigare în proiecte), prin gestionarea feedback-ului/sesizărilor și prin raportările anuale CSR.
- *Învățăminte și îmbunătățiri*: lecțiile învățate sunt integrate în actualizarea practicilor de comunicare, a măsurilor de organizare de șantier și a abordării CSR, pe baza temelor recurente din feedback, a concluziilor operaționale și a evaluărilor interne.

CAPITOLUL V

Aspecte de guvernanță – G1

1. Conduita profesională (G1 1-6)

Rolul organelor de conducere (Directorat) și de supraveghere (Consiliu de supraveghere) (GOV-1)

Conduita profesională a Grupului Transelectrica este susținută de cadrul său de guvernare corporativă, de obligațiile aferente unei companii listate și de cerințele aplicabile operatorului de transport și sistem într-un sector reglementat. Prin politici interne de integritate și mecanisme de conformitate, Grupul urmărește menținerea unui climat organizațional etic, transparent și predictibil în relația cu părțile interesate.

Rolul organelor de conducere și de supraveghere în conduita profesională. În cadrul sistemului dualist de administrare, Consiliul de Supraveghere exercită supravegherea asupra conduitei profesionale prin monitorizarea conformității și a cadrului de control intern, inclusiv prin comitetele consultative. În particular, Comitetul de audit sprijină Consiliul în domeniul controlului intern și al managementului riscurilor și urmărește, după caz, îndeplinirea obligațiilor privind raportarea non-financiară, contribuind la întărirea cadrului de integritate și transparență. Directoratul este responsabil de operaționalizarea conduitei profesionale prin implementarea politicilor relevante, integrarea cerințelor de integritate în procesele interne și monitorizarea conformării.

Cultura corporativă este fundamentată pe principii de etică și conformitate, reflectate în Codul de etică, aprobat de Consiliul de Supraveghere și implementat de Direktorat, care stabilește comportamentele așteptate pentru angajați și, după caz, pentru partenerii de afaceri. În completare, Politica antifraudă și anticorupție (inclusiv componenta privind protecția avertizorilor) stabilește mecanisme de prevenire, detectare și tratare a neregulilor și sprijină aplicarea consecventă a principiilor de integritate.

Expertiza organelor de conducere și de supraveghere privind conduita profesională. Organele statutare ale Transelectrica sunt numite în conformitate cu OUG nr.109/2011, asigurând un management profesionist și responsabil. Totodată, listarea Companiei la BVB impune respectarea unor standarde stricte de transparență, conformitate și raportare, consolidând astfel un comportament etic și responsabil în relația cu investitorii și partenerii de afaceri.

Expertiza necesară privind conduita profesională este susținută de profilul de competențe al organelor statutare, care include experiență relevantă în domenii precum energie/infrastructură, management executiv, financiar-bancar și guvernare corporativă, precum și competențe juridice și administrative – elemente care sprijină înțelegerea obligațiilor de conformitate, a riscurilor de conduită și a cerințelor aplicabile unei companii listate și reglementate.

Directoratul utilizează aceste competențe în aplicarea cadrului de conduită și în gestionarea mecanismelor de conformitate, iar Consiliul de Supraveghere în exercitarea rolului de supraveghere, inclusiv prin comitetele consultative, după caz.

În plus, organele de conducere și de supraveghere sunt sprijinite de funcțiile interne specializate (de exemplu juridic/conformitate, audit intern, managementul riscurilor, resurse umane), care furnizează analize și informări privind riscurile de conduită, incidențele relevante și măsurile de control, contribuind la menținerea unei capacități adecvate de supraveghere și decizie în acest domeniu.

Totodată, Politica antifraudă și anticorupție, aprobată de către Directorat stabilește mecanisme stricte de prevenire, detectare și combatere a fraudei, consolidând cadrul de integritate și conformitate al Transelectrica. De asemenea, Politica privind protecția avertizorilor în interes public (parte integrantă a Politicii antifraudă și anticorupție), oferă garanții pentru angajați și terți, încurajând raportarea neregulilor într-un mod sigur și confidențial.

Prin aplicarea acestor politici, Transelectrica dezvoltă o cultură corporativă bazată pe integritate, transparență și respect pentru standardele etice, consolidând încrederea investitorilor, a autorităților și a partenerilor săi.

În cazul filialelor Teletrans și Smart, Transelectrica nu se implică în conducerea acestora dincolo de drepturile și obligațiile care îi revin în calitate de acționar, în limitele cadrului aplicabil, inclusiv OUG nr. 109/2011. Filialele își exercită atribuțiile de administrare și conducere prin propriile organe statutare și își asigură conformarea la cerințele de guvernanță corporativă prevăzute de OUG nr. 109/2011, inclusiv în ceea ce privește conduita profesională și integritatea.

La nivelul fiecărei filiale, organele de administrare și conducerea executivă au responsabilitatea de a stabili și aplica standardele de conduită profesională, prin adoptarea și implementarea codurilor și politicilor interne relevante (de exemplu, cod de conduită și etică, prevenirea conflictelor de interese, mecanisme de conformitate și integritate). Totodată, acestea asigură monitorizarea respectării cadrului aplicabil, gestionarea abaterilor și adoptarea măsurilor de prevenire a corupției, contribuind la menținerea unui climat organizațional bazat pe transparență, responsabilitate și respectarea normelor de guvernanță corporativă.

Politicile privind conduita profesională și cultura corporativă (G1-1)

Politici și promovarea culturii corporative. Transelectrica își fundamentează cultura corporativă și conduita profesională pe un cadru intern de integritate și conformitate, formalizat prin Codul de etică (actualizat conform Deciziei Consiliului de Supraveghere nr. 9/24.02.2025) și aplicabil conducerii și angajaților, care stabilește valori, reguli de comportament, cerințe privind anticorupția, conflictele de interese, cadourile/invitațiile și obligațiile de raportare a abaterilor.

În completare, Politica antifraudă și anticorupție instituie principiul toleranței zero față de fraudă și corupție, descrie responsabilități, instruire/sensibilizare și mecanisme de raportare și investigare a suspiciunilor.

Cadrul este susținut de proceduri dedicate pentru protecția avertizorilor și tratarea sesizărilor (inclusiv canale interne și reguli de confidențialitate, în linie cu Legea nr. 361/2022), precum și de proceduri și metodologii privind măsurile preventive anticorupție și managementul riscurilor de corupție (identificare–evaluare–măsuri–monitorizare), asociate Planului de integritate în logica Strategiei Naționale Anticorupție.

Stabilirea, dezvoltarea, promovarea și evaluarea culturii corporative. Cultura corporativă este stabilită prin Codul de etică și prin politicile de integritate (antifraudă și anticorupție), care definesc valorile, regulile de conduită și așteptările privind comportamentul profesional. Dezvoltarea și promovarea acesteia se realizează prin comunicarea internă a regulilor și responsabilităților, prin instruire/informări periodice privind integritatea, prevenirea corupției și canalele de raportare, precum și prin operaționalizarea măsurilor preventive anticorupție și a metodologiei de gestionare a riscurilor de corupție în procesele relevante.

În anul 2025, Transelectrica a organizat cursul „*Prevenirea și combaterea hărțuirii la locul de muncă*”, la care au participat 290 de angajați, dintr-un total de 300 de angajați incluși în planificarea inițială. Cursul a fost derulat în contextul obligațiilor legale aplicabile angajatorilor, prevăzute de art. 7 alin. (4) lit. e) din Metodologia privind prevenirea și combaterea hărțuirii pe criteriul de sex, precum și a hărțuirii morale la locul de muncă, aprobată prin Hotărârea Guvernului nr. 970/12.10.2023, care prevede organizarea anuală a cursurilor de formare pentru informarea și instruirea angajaților cu privire la prevederile metodologiei. În acest sens, Compania urmărește instruirea graduală a personalului vizat, în funcție de disponibilitatea operațională și de planificarea sesiunilor de formare.

Evaluarea culturii corporative se realizează prin monitorizarea aplicării cadrului de integritate, inclusiv prin analiza sesizărilor primite pe canalele dedicate (avertizori), a incidentelor/abaterilor și a măsurilor corective dispuse, precum și prin revizuirea periodică a riscurilor de corupție și a eficacității măsurilor preventive, în conformitate cu procedurile interne aplicabile.

Mecanisme de identificare, raportare și investigare. Transelectrica a instituit mecanisme interne pentru identificarea, raportarea și investigarea suspiciunilor privind comportamentul ilegal sau comportamentul care contravine Codului de etică ori normelor interne, în cadrul politicii antifraudă și anticorupție și al procedurilor conexe. Sesizările pot fi transmise prin canalele interne dedicate avertizorilor în interes public, care prevăd reguli de confidențialitate și tratament al raportărilor, iar acestea sunt preluate, înregistrate și analizate conform procedurii aplicabile, inclusiv prin evaluare preliminară și, după caz, declanșarea unei investigații interne.

Mecanismele permit raportarea de la **părți interesate interne** (angajați, colaboratori) și, după caz, de la **părți interesate externe** (de exemplu contractori sau alți parteneri), în măsura în care acestea utilizează canalele puse la dispoziție sau transmit sesizări către structurile responsabile. Investigațiile sunt derulate în mod obiectiv, în limitele competențelor interne, iar concluziile pot conduce la măsuri corective, inclusiv măsuri disciplinare și/sau sesizarea autorităților competente, după caz, în conformitate cu politicile și procedurile interne.

Pentru a preveni riscurile de corupție, Transelectrica implementează:

- *Procedura de sistem privind măsurile preventive de corupție*, care asigură identificarea, evaluarea și gestionarea riscurilor de corupție;
- *Metodologia pentru gestionarea riscurilor de corupție*, prin care se stabilesc măsuri de control și prevenire, adaptate cauzelor care determină probabilitatea faptelor de corupție, cu scopul de a menține aceste riscuri la un nivel redus, precum și de a minimiza impactul acestora asupra activităților Companiei;
- *Mecanisme de raportare și sancționare a abaterilor etice*, care permit depistarea și tratarea promptă a practicilor neconforme.

Protejarea avertizorilor

(i) *Canale interne de raportare pentru avertizori.* Compania a instituit canale interne de raportare pentru avertizori, cu reguli privind confidențialitatea identității avertizorului și a persoanei vizate, înregistrarea sesizărilor, confirmarea primirii și gestionarea acestora. Angajații sunt informați cu privire la existența canalelor de raportare (departamentanticoruptie@transelectrica.ro) și la modul de utilizare a acestora prin comunicări interne și materiale aplicabile, iar personalul desemnat să primească și să gestioneze raportările are atribuții definite prin procedură și este instruit pentru respectarea cerințelor legale și a tratamentului confidențial al sesizărilor.

(ii) *Protecție împotriva represaliilor.* În conformitate cu cadrul legal, Transelectrica aplică măsuri de protecție pentru avertizorii de bună-credință, inclusiv interdicția represaliilor, păstrarea confidențialității, limitarea accesului la informațiile privind identitatea avertizorului și asigurarea unui proces de analiză și investigare obiectiv, astfel încât raportarea neregulilor să poată fi realizată în condiții de siguranță și cu respectarea drepturilor tuturor părților implicate.

Investigarea promptă, independentă și obiectivă a incidentelor de conduită profesională. Pe lângă procedurile de urmărire subsecventă a raportărilor avertizorilor prevăzute de cadrul legal aplicabil, Transelectrica dispune de mecanisme interne pentru analizarea și investigarea incidentelor legate de conduita profesională, inclusiv a suspiciunilor de corupție și de dare sau luare de mită, în baza politicii antifraudă și anticorupție și a procedurilor interne conexe. Investigațiile sunt inițiate și derulate într-un termen rezonabil, cu respectarea confidențialității și a drepturilor persoanelor implicate, pe baza unei evaluări preliminare a sesizării și a colectării documentației relevante.

Pentru asigurarea unui tratament obiectiv, responsabilitățile sunt alocate structurilor interne competente, distinct de funcțiile operaționale implicate, iar rezultatele pot conduce, după caz, la măsuri corective, măsuri disciplinare sau sesizarea autorităților competente, în conformitate cu reglementările interne și legislația aplicabilă.

Funcții expuse riscurilor. În cadrul Transelectrica, funcțiile considerate cu expunere ridicată la riscuri de corupție și dare/luare de mită sunt cele încadrate ca „*funcții sensibile*” în sensul PS TEL-10.05 – Funcții Sensibile, adică poziții cu risc semnificativ/ridicat de afectare a obiectivelor Companiei prin utilizarea necorespunzătoare a resurselor sau prin acțiuni de corupție/fraudă. În practică, acestea includ în principal rolurile implicate în: achiziții publice și selecția furnizorilor/contractanților, gestiunea și derularea contractelor (inclusiv avizare/aprobări), accesul la resurse financiare/materiale/informaționale, emiterea/semnarea de aprobări, avize ori documente cu efecte patrimoniale, precum și funcțiile cu competență decizională exclusivă sau cu potențial de conflict de interese. Sunt vizate, de asemenea, funcțiile implicate în contractarea și verificarea proiectelor finanțate din fonduri publice/UE (inclusiv verificarea cererilor de rambursare), precum și funcțiile de control/supraveghere/evaluare/audit și recrutare și selecție.

Identificarea funcțiilor sensibile se realizează anual la nivelul entităților organizatorice, pe baza unui tabel analitic și a unor factori de risc (intrinseci/extrinseci), cu scoruri 1–3, iar funcțiile cu nivel de sensibilitate major sunt incluse în Registrul funcțiilor sensibile la nivel de Companie, care este verificat și apoi aprobat de Directorat.

În ceea ce privește organele de conducere și control, atât Directoratul, cât și Consiliul de Supraveghere al Transelectrica își desfășoară activitatea în strictă conformitate cu legislația aplicabilă și documentele statutare, asigurând respectarea principiilor de transparență, integritate și obiectivitate în luarea deciziilor. În acest sens, Compania aplică mecanisme clare de prevenire, identificare și gestionare a conflictelor de interese, aliniindu-se cerințelor naționale și europene privind guvernanta corporativă.

În ceea ce privește filialele, Teletrans și Smart își susțin la nivel propriu cultura corporativă și conduita profesională prin documente și mecanisme interne de integritate, aplicabile conducerii și angajaților.

Teletrans utilizează un Cod de etică și integritate și a elaborat un Plan de integritate în logica Strategiei Naționale Anticorupție, ca instrument de consolidare a conformității și a conduitei profesionale. În completarea cadrului de integritate, la nivelul Teletrans există o procedură dedicată „Funcții sensibile și riscuri de corupție” (cod TLT-PS.07), care prevede inventarierea anuală a funcțiilor sensibile, întocmirea listei și a registrului aferent, evaluarea riscurilor de corupție pe baza unei scale 1–3 pentru probabilitate și impact (și stabilirea nivelului de expunere), precum și elaborarea unui plan de măsuri pentru diminuarea riscurilor și monitorizarea/revizuirea periodică a acestora.

În mod similar, Smart aplică un cadru intern de conduită (Cod de conduită etică/Regulament intern), cu toleranță zero față de abateri, făcut cunoscut inclusiv colaboratorilor și partenerilor, în vederea menținerii unui climat organizațional bazat pe responsabilitate și conformitate. În completarea cadrului de integritate, la nivelul filialei Smart, riscurile de corupție/fraudă sunt abordate și prin identificarea și gestionarea funcțiilor sensibile, prin întocmirea Inventarului funcțiilor sensibile și a listei interne a personalului care ocupă aceste funcții. Inventarul include atât funcții de conducere/coordonare, cât și funcții cu expunere specifică (de exemplu juridic, resurse umane, economico-financiar, SSM, gestiune), la nivel central și la nivelul sucursalelor, fiind utilizat pentru aplicarea măsurilor preventive și a controalelor aferente.

Prevenirea și depistarea corupției și a dării sau luării de mită (G1-3)

Sistemul de prevenire/detectare, investigare și răspuns la corupție și dare/luare de mită (inclusiv formare). Transelectrica a implementat un sistem integrat de prevenire, depistare, investigare și reacție la acuzațiile sau incidentele legate de corupție și dare/luare de mită, fundamentat pe cadrul de integritate (Codul de etică), Politica antifraudă și anticorupție, proceduri preventive și mecanisme de raportare (inclusiv avertizori), precum și pe gestionarea riscurilor de corupție și identificarea funcțiilor sensibile.

Detecția și investigarea incidentelor se realizează prin proceduri clare de analiză și raportare, asigurând astfel un răspuns prompt și eficient.

Prin *Procedura de sistem privind măsurile preventive anticorupție* adoptată la nivelul Transelectrica este stabilit cadrul clar pentru prevenirea și raportarea actelor de corupție, contribuind astfel la menținerea unui mediu de lucru etic și transparent, în conformitate cu standardele legale și de integritate promovate de Companie.

Prevenirea corupției este esențială pentru menținerea încrederii publice și a eficienței operaționale a Companiei, astfel că obiectivele principale ale procedurii includ:

- *prevenirea corupției* – implementarea unor măsuri preventive care să reducă riscurile de corupție în cadrul Companiei;
- *detectarea și raportarea* – stabilirea unui sistem eficient pentru detectarea și raportarea incidentelor de corupție;
- *sanționarea actelor de corupție* – asigurarea că orice act de corupție este investigat și sancționat corespunzător;
- *promovarea integrității* – crearea și menținerea unei culturi organizaționale bazate pe integritate și transparență;
- *respectarea legii* – asigurarea conformității cu toate legile și reglementările naționale și internaționale relevante.

Proceduri pentru prevenire, depistare și soluționarea acuzațiilor/incidentelor

(i) *Prevenirea*: este realizată prin politici și proceduri de integritate (toleranță zero), măsuri preventive anticorupție și un proces de gestionare a riscurilor de corupție; complementar, Compania identifică și gestionează funcții sensibile (cu risc ridicat), aplicând măsuri de control precum segregarea atribuțiilor, verificări/avizări multiple și alte controale organizaționale.

(ii) *Depistarea și raportarea*: sunt asigurate prin canale de sesizare privind încălcarea normelor etice/legale, inclusiv:

- canalul de etică pentru încălcări ale normelor de comportament etic;
- canalul de avertizor în interes public (inclusiv posibilitatea raportării anonime) gestionat de Departamentul Anticorupție și Integritate, conform procedurii interne „Avertizor în interes public”.

(iii) *Soluționare / răspuns*: sesizările sunt înregistrate, analizate și, după caz, investigate; în funcție de concluzii, se dispun măsuri corective, inclusiv măsuri disciplinare și/sau sesizarea autorităților competente, după caz, în limitele cadrului legal și intern.

Separarea anchetatorilor/comitetului de anchetă de lanțul de gestionare implicat. Investigațiile privind suspiciuni/incidente de integritate (inclusiv corupție și dare/luare de mită) sunt gestionate de structuri desemnate (de ex. Departamentul Anticorupție și Integritate) și de funcții de control/etică, astfel încât analiza să fie realizată separat de structurile operaționale implicate în situația raportată, în măsura posibilului. În plus, mecanismul de „funcții sensibile” prevede controale de tip segregarea atribuțiilor și verificări/avizări multiple, reducând riscul de influență neadecvată în zonele expuse.

Raportarea rezultatelor către organele de conducere și supraveghere. Rezultatele activităților relevante sunt raportate, în principal, către conducerea executivă, în cadrul fluxurilor interne de conformitate și control.

În situațiile în care aspectele au relevanță pentru control intern/riscuri la nivel de guvernanță, acestea pot fi reflectate, după caz, în informările periodice către structurile de supraveghere/comitetele relevante (de ex. Comitetul de audit), în limitele confidențialității și ale cadrului intern aplicabil.

Comunicarea politicilor către cei relevanți. Transelectrica comunică politicile de integritate și anticorupție către categoriile pentru care acestea sunt relevante prin canale interne și, după caz, externe, astfel încât documentele să fie accesibile și aplicabile în practică. În interiorul Companiei, politicile și procedurile sunt publicate pe canalele interne (inclusiv intranet) și sunt însoțite, după caz, de informări și instruiți periodice, care urmăresc clarificarea obligațiilor de conduită, a regulilor privind conflictele de interese și a modului de utilizare a canalelor de raportare. Pentru personalul cu roluri sensibile sau expunere mai ridicată la riscuri de corupție/mită, comunicarea este completată, după caz, de sesiuni punctuale de instruire și de clarificări operaționale privind controalele aplicabile.

Totodată, Politica antifraudă și anticorupție este disponibilă public și pe site-ul Transelectrica, pentru a facilita accesul părților interesate relevante la cadrul de integritate al Companiei. În relația cu părțile externe (de ex. furnizori/contractori), politicile relevante sunt comunicate, după caz, prin prevederi contractuale și/sau prin informări specifice, în măsura necesară pentru a asigura înțelegerea cerințelor de integritate și a consecințelor nerespectării acestora.

În relațiile cu actorii din lanțul valoric, cadrul antifraudă și anticorupție se aplică, după caz, și interacțiunilor cu parteneri de afaceri și subcontractori, iar suspiciunile de comportament fraudulos sau corupt pot fi raportate prin canalele existente și sunt analizate/investigate în mod corespunzător, indiferent de poziția persoanei implicate sau de relația acesteia cu Compania, cu adoptarea măsurilor aplicabile, după caz.

Totodată, în anul 2025 nu au fost derulate programe de formare dedicate în materie de combatere a corupției și a dării sau luării de mită, oferite sau impuse de întreprindere.

Aplicabilitate la nivelul filialelor Teletrans și Smart. În ceea ce privește filialele, Teletrans și Smart aplică, la nivelul fiecărei entități, mecanisme proprii de prevenire/detectare și răspuns la riscurile de corupție și dare/luare de mită, în conformitate cu obligațiile de guvernanta corporativă aplicabile (inclusiv OUG nr. 109/2011) și cu procesele interne de control.

În cazul Teletrans, cadrul este susținut de Codul de etică și integritate și de implementarea unui Plan de Integritate în logica Strategiei Naționale Anticorupție; totodată, Societatea are comitete consultative la nivelul Consiliului de Administrație (inclusiv audit și gestionarea riscurilor) și utilizează proceduri interne de management al riscului, iar pentru prevenirea riscurilor de corupție tratează explicit funcțiile sensibile și riscurile aferente prin proceduri dedicate.

La nivelul Smart, prevenirea și depistarea riscurilor de corupție/mită sunt sprijinite de cadrul intern de conduită (Cod de conduită etică și Regulamentul intern), de mecanisme de control intern și de existența funcțiilor de audit/control managerial, iar componenta preventivă este consolidată prin identificarea și monitorizarea funcțiilor sensibile (inventar și listă internă a personalului încadrat pe astfel de funcții), utilizate ca instrument de trasabilitate și aplicare a controalelor.

Incidente de corupție sau dare sau luare de mită (G1-4)

În anul 2025, Grupul Transelectrica nu a înregistrat incidente de corupție.

Anul de raportare	Nr. sesizări	Incident	Status	Acțiuni de remediere
2024	0	Nu a existat	NA	NA
2025	0	Nu a existat	NA	NA

CNTEE TRANSELECTRICA SA

RAPORTUL ANUAL CONSOLIDAT

2025



Raportul Consiliului de Supraveghere referitor la situațiile financiare consolidate

Consiliul de Supraveghere are la bază principiile guvernantei corporative, care impun o atitudine responsabilă, profesionistă și obiectivă a Companiei în raport cu părțile interesate. În cadrul Consiliului se analizează strategia Companiei și premisele mediului în care aceasta funcționează pentru a planifica evoluția și performanțele acesteia, asigurând o formulare riguroasă a obiectivelor.

Situațiile financiare consolidate aferente anului 2025 sunt auditate, ceea ce înseamnă că toate informațiile semnificative reflectate în principalele posturi ale bilanțului sunt relevante, fiabile comparabile și pertinente.

Raportul Anual Consolidat al anului 2025 oferă o imagine fidelă și corectă asupra rezultatelor Grupului pentru anul financiar 2025.

Comitetul de Audit asistă Consiliul de Supraveghere în îndeplinirea responsabilităților proprii de supraveghere pentru monitorizare a procesului de raportare financiară, raportare de management, sistemul controlului intern, procesul de audit, sistemul de gestiune a riscurilor și procesul organizațional de monitorizare a conformității cu legile, regulamentele și codul de conduită.

Cu deosebită considerație,

Consiliul de Supraveghere reprezentat prin

Președinte

Declarația persoanelor responsabile

După cunoștințele noastre, setul de situațiile financiare consolidate la data și pentru perioada de 12 luni încheiată la 31 decembrie 2025 întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr.2844/2016 oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziției financiare și contului de profit și pierdere ale Grupului. După cunoștințele noastre, setul de situațiile financiare consolidate la data și pentru perioada de 12 luni încheiată la 31 decembrie 2025 întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS-EU) oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziției financiare și contului de profit și pierdere ale Grupului.

Raportul Anual Consolidat al Directoratului cuprinde informații corecte și conforme cu privire la dezvoltarea și performanțele Grupului, precum și o descriere a principalelor riscuri și incertitudini specifice activității desfășurate.

București, 18 martie 2026

Directorat,

Ștefăniță

MUNTEANU

Președinte

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru Directorat

CUPRINS

<i>Participatii Transelectrica</i>	<i>5</i>
<i>Date de identificare</i>	<i>8</i>
<i>Structuri de conducere</i>	<i>9</i>
<i>Activități Societăți</i>	<i>10</i>
<i>I. Situația economică financiară conform cifre financiare OMFP 2844/2016</i>	<i>16</i>
<i>Indicatori OMFP 2844/2016</i>	<i>20</i>
<i>II. Situația economică financiară conform cifre financiare IFRS-UE</i>	<i>21</i>
<i>Indicatori IFRS-UE</i>	<i>25</i>
<i>Evenimente importante</i>	<i>26</i>
<i>Litigii</i>	<i>28</i>
<i>Evenimente ULTERIOARE</i>	<i>33</i>

PARTICIPATII TRANSELECTRICA

Participații	Aport	Data investiției	% participatie la 31.12.2025
SMART SA	38.528.600 ron	16 octombrie 2001	100%
TELETRANS SA	6.978.480 ron	4 decembrie 2002	100%
OPCOM SA	30.687.300 ron	15 august 2000	97,84%
BRM	28.000 ron		0,35%
TSC NET (este deținută în mod legal de 16 operatori TSO din 12 țări europene)	2.207.160 ron	HAGEA nr.9/05.06.2018	6,25%
Joint Allocation Office SA - JAO (JAO este deținută în mod legal de 26 operatori TSO din 23 țări europene)	1.231.923 ron	HAGEA nr.10/ 20.08.2018 (afilierea a devenit efectivă începând cu 01.11.2019)	3,85%
Geco Power Company Green Energy Corridor Power	3.750.000 ron	29 ianuarie 2025	25%

Dintre societățile la care are investiții financiare Compania societățile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului. La întocmirea situațiilor financiare consolidate, situațiile financiare ale societății-mamă și ale societăților care urmează să fie consolidate sunt consolidate prin metoda integrării globale, combinate linie cu linie prin adunarea elementelor similare de active, datorii, capitaluri proprii, venituri și cheltuieli. Situațiile financiare ar trebui să prezinte informații financiare despre Grup ca o singură entitate economică, eliminând astfel soldurile și tranzacțiile intragrup.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate includ cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență. Deoarece titlurile societății GECO sunt dobândite în momentul înființării sale, nu s-a înregistrat fond comercial.

SMART



Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART” SA a fost înființată în anul 2001, prin HG nr.710/19.07.2001 prin reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica.

Societatea are ca activitate principală efectuarea de revizii și reparații la aparatură și echipamente primare din rețelele electrice (astfel încât instalațiile RET să funcționeze în condiții sigure la nivelul de performanță cerut prin licență), remedierea incidentelor la instalații electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, servicii energetice pentru sistemul energetic și microproducție de echipamente electrice. Societatea are 8 sucursale fără personalitate juridică.

Misiunea pentru care SMART SA a fost înființată a fost și rămâne în continuare, cea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Rețelei Electrice de Transport (RET) plecând de la obiectivul primordial al Transelectrica: acela de a asigura transportul de energie electrică în rețeaua națională de transport în condiții de siguranță și stabilitate.

SMART este o societate cu acoperire națională, strategică din punct de vedere al mentenanței, reparațiilor, expertizărilor și consultanței asigurate pentru:

- Aparataj și echipamente de joasă, medie, înaltă și foarte înaltă tensiune – până la 750kV inclusiv,
- Echipamente și circuite de protecții, automatizări, măsură, comandă – control,
- Transformatoare și autotransformatoare de toate puterile și toate tensiunile,
- Linii electrice aeriene și în cablu de toate nivelele de tensiune.

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2025 este de 38.529 mii lei, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS



TELETRANS SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinului Ministerului Industriei și Comerțului nr. 3098 și nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeași timp, societatea are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piața liberalizată de comunicații din România.

Societatea are un înalt nivel de competență în domenii cu un caracter profund de unicitate privind managementul sistemelor și proceselor din industria energiei.

În baza Statutului și a actelor normative aplicabile, Teletrans deține certificatul ANCOM de furnizor de rețele sau de servicii de comunicații electronice din anul 2002 (O.U.G. nr. 679/2002), prin care beneficiază de dreptul de a furniza următoarele servicii de comunicații electronice:

- Rețele publice de comunicații electronice (începând cu data de 11.11.2004);
- Servicii de comunicații electronice destinate publicului: (i) Servicii de linii închiriate și (ii) Servicii de comunicații electronice, altele decât telefonie și linii închiriate (începând cu data 01.07.2003);
- Rețele și servicii private de comunicații electronice (începând cu data de 15.01.2003).
- De asemenea, personalul TELETRANS beneficiază de certificări cu relevanță în operarea și administrarea sistemelor IT&C dedicate infrastructurilor critice.

TELETRANS utilizează o rețea de fibră optică construită într-o tehnologie fiabilă OPGW, cu puncte de acces în 110 localități, precum și legături transfrontaliere cu Ungaria, Bulgaria și Serbia și asigură servicii de integrare în sistemul EMS/SCADA pentru producătorii de energie din surse regenerabile și noile sisteme de comandă-control din stații rețehnologizate.

Serviciile furnizate de Teletrans au fost în principal servicii de IT/Tc către Transelectrica, servicii de mentenanță a sistemului de contorizare locală la nivelul stațiilor electrice ale Companiei și servicii de telecomunicații prin comercializarea excedentului de capacități existente în infrastructura de comunicații de fibră optică.

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2025 este de 6.978 mii lei, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

GECO POWER COMPANY

Societatea înființată la data de 31 Ianuarie 2025 conform Certificatului de înregistrare emis de ONRC, este o persoană juridică română, constituită în formă de societate cu răspundere limitată.

Societatea a fost înființată în concordanță cu:

- Hotărârea nr.4 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 12 august 2024 prin care Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei a aprobat participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei, cu excepția obiectului principal de activitate care va fi „Activități ale holdingurilor” activitate codificată CAEN 642, respectiv 6420,
- Memorandumul de înțelegere prin care Părțile convin să depună eforturile necesare pentru a întreprinde demersurile privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture, cu sediul în România, între Transelectrica, AzerEnerji JSC, Georgian State Electrosystem și MVM Zrt., semnat în data de 27 mai 2024 la București,
- Memorandumul de înțelegere între ministerele de resort din România, Republica Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria privind cooperarea în domeniul energiei verzi, semnat în data de 21.11.2023 la Budapesta (Ungaria),
- Memorandumul de înțelegere privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture între entitățile relevante ale guvernelor Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei semnat în data

de 25.07.2023 la București, prin care Transelectrica este desemnată parte relevantă pentru România,

- Acordul din 17 decembrie 2022 între guvernele Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei privind Parteneriatul strategic în domeniul dezvoltării și transportului energiei verzi, luând în considerare inițiativa comună a Georgiei și a României pentru dezvoltarea și implementarea proiectului cablului submarin în Marea Neagră și studiul de fezabilitate în derulare pentru acest proiect care a înveput la 11 aprilie 2022, inițiat de Georgia la care s-a alăturat România și Republica Azerbaidjan,

Adresa sediului social este în România, București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306, obiectul de activitate fiind Activități ale holdingurilor.

Capitalul social subscris și varsat al societății este de 15 mil lei, fiind împărțit într-un număr de 1.500.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială.

Capitalul social este detinut de către asociați astfel:

- „AZERENERJI” Open Joint Stock Company, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- JSC Georgian State Electrosystem, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- MVM Energy Private Limited Liability Company aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%.

Transelectrica împreună cu Georgian State Electrosystems, AzerEnerji și MVM Electrical Works în baza acordului asociaților (Shareholders' Agreement) va implementa proiectul Coridorului Verde, respectiv un cablu submarin de înaltă tensiune curent continuu, care va conecta, prin Marea Neagră, România și Georgia, conexiunea fiind prelungită în Ungaria și Azerbaidjan. Acesta contribuie esențial la consolidarea securității energetice naționale și regionale, creșterea conectivității în bazinul Mării Negre, diversificarea surselor de aprovizionare, valorificarea potențialului de producere a energiei regenerabile și creșterea ponderii energiei regenerabile în mixul energetic național.

Societate	Cod unic de înregistrare	Sediul social	% participație la 31 decembrie 2025
SMART	14232728	București	100%
TELETRANS	15061510	București	100%
GECO	51190139	București	25%

DATE DE IDENTIFICARE**SMART**

Sediul social	București, Bd. Gen. Gh. Magheru nr. 33, sector 1
Punct de lucru	București, Bd. Gheorghe Sincai nr. 3, Cladirea "Formenerg", et.1, sector 4
Numărul de ordine în registrul comerțului	J2001008613409
Codul Unic de Inregistrare	14232728
Capital social	38.529 mii lei, împărțit în 3.852.860 acțiuni nominative cu o valoare nominală de 10 lei fiecare
Acționar unic	Transelectrica
Actul de înființare	HG nr. 710/2001 privind înființarea societății Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART” SA prin reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica

TELETRANS

Sediul social	București, Bd. Hristo Botev nr. 16-18, sector 3
Punct de lucru	București, Str. Stelea Spătarul nr. 12, sector 3
Numărul de ordine în registrul comerțului	J2002012511402
Codul Unic de Inregistrare	15061510
Capital social	6.978 mii lei, împărțit în 697.848 acțiuni nominative cu o valoare nominală de 10 lei fiecare
Actionar unic	Transelectrica
Actul de înființare	Hotărârea AGA a CNTEE Transelectrica nr.13 din data de 20.03.2002 și a ordinelor Ministrului Industriei și Resurselor nr.3098,3101/23.10.2002

GECO „Green Energy Corridor Power Company”

Sediul social	București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306
Numărul de ordine în registrul comerțului	J2025005094001
Codul Unic de Inregistrare	51190139
Capital social	15.000 mii lei, împărțit în 1.500.000 acțiuni nominative cu o valoare nominală de 10 lei fiecare
Actionari	CNTEE Transelectrica – 25% „AZERENERJI” Open Joint Stock Company – 25% JSC Georgian State Electrosystem – 25% MVM Energy Private Limited Liability Company – 25%
Actul de înființare	Hotărârea AGA a CNTEE Transelectrica nr.226 din data de 17.12.2024 și Actul Constitutiv al GECO din data de 21.01.2025

STRUCTURI DE CONDUCERE

Conducerea executivă a societăților la data prezentului raport este asigurată de următoarele persoane:

SMART:

Gheorghe BOLINTINEANU	Director General
Virgil ȘTEFAN	Director Economic

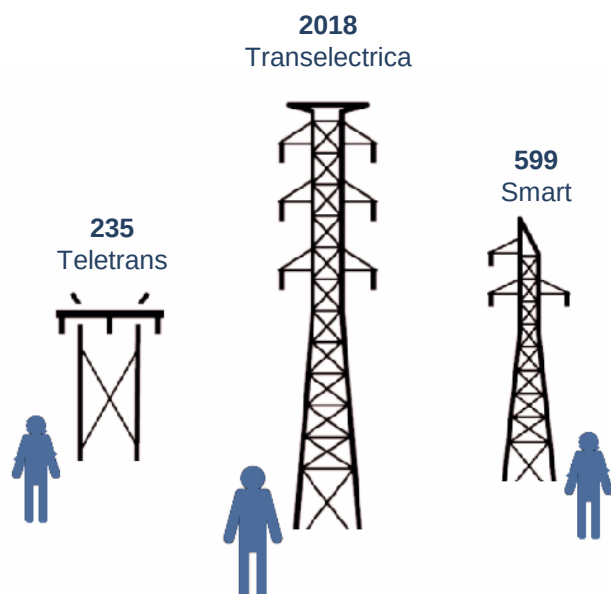
TELETRANS:

Decebal BĂESCU	Director General
Florin Nicolae MÂRZA	Director Economic

GECO:

Farhad MAMMADOV	Director General
Florin STANCIU	Director General Adjunct

Număr angajați 2025



ACTIVITĂȚI SOCIETĂȚI

În anul 2025, cele două societăți incluse în consolidare au desfășurat activități în conformitate cu domeniile lor principale de activitate, după cum urmează:

• TELETRANS



Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport „TELETRANS” este furnizorul de soluții și servicii de telecomunicații, tehnologia informației și informatică de proces/SCADA pentru Companie și un portofoliu important de clienți din mediul public și privat.

1. Informatică de Proces / SCADA

- Servicii de integrare în sistemul EMS/SCADA pentru producătorii de energie din surse regenerabile și noile sisteme de comandă-control din stații rețehnologizate.
- Servicii de mentenanță preventivă sau corectivă pentru principalele sisteme informatice critice care asigură funcțiile operatorului de sistem, transport și al pieței de echilibrare.
- Servicii pentru managementul sistemelor de informatică de proces - administrarea și actualizarea bazelor de date, salvări de scheme și arhive, back-up.

2. IT & C

Servicii de transport de date pe suport de fibră optică:

- Furnizare de capacități STM1/STM4 și Ethernet over SDH/DWDM;
- Servicii de transport date la nivel STM16/STM64, 1Gb, 10Gb, Lambda;
- Servicii de tip $n \times Mb$, $n \times 1Gb$, 10 Gb pe echipamentele IP/MPLS;
- Asistență tehnică de specialitate.

Servicii de comunicații IP:

- Internet furnizat în peste 100 puncte din rețeaua națională de fibră optică;
- Rețele VPN securizate pe rețea IP/MPLS;
- Interconectare metropolitană / națională a clienților prin centre de exchange;
- IT outsourcing;
- Informatică managerială.

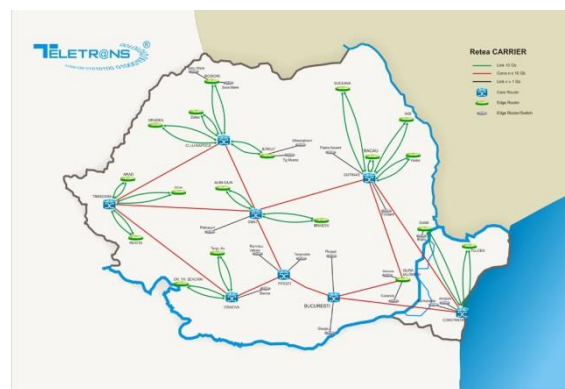
3. Colocare

- Centre de colocare din București (nod RoNIX) și Timișoara
- Puncte de prezență teritoriale din 35 reședinte de județ
- Stații electrice de 400 kV și 220 kV ale Companiei Transelectrica.

Infrastructură

- backbone de aproximativ 5000 km, cu acoperire națională, într-o topologie redundantă cu 9 inele, prin care se asigură servicii de telecomunicații DWDM/SDH/PDH și Ethernet;
- backbone DWDM&IP/MPLS de aproximativ 4.000 km, cu acoperire națională, într-o topologie redundantă cu 4 inele.

Rețeaua de fibră optică pe care sunt realizate cele două backbone-uri este construită într-o tehnologie fiabilă OPGW și asigură puncte de acces în 110 localități precum și legături transfrontaliere cu Ungaria, Bulgaria și Serbia (în viitor și cu Ucraina, Moldova și Turcia).



Teletrans deține certificările Sistemului de Management al Calității conform cerințelor standardului ISO 9001, Sistemului de Management al Mediului conform cerințelor standardului ISO 14001, Sistemului de Management al Sănătății și Securității în Muncă conform cerințelor standardului ISO 45001 și Sistemului de Management al Securității Informațiilor la nivel de Executiv, conform cerințelor standardului ISO/IEC 27001:2013.

Afilieri

SMART este membră a mai multor organizații profesionale din domeniul IT&C și energetic

- la nivel național:
 - Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei
 - Asociația Națională a Internet Service Providerilor din România
 - Societatea Inginerilor Energeticieni din România
 - Asociația Națională pentru Securitatea Sistemelor Informatice
- la nivel internațional:
 - International Council on Large Electric Systems
 - European Utilities Telecom Council
 - Réseaux Internet Protocol Européens.

• SMART



Principală activitate desfășurată de societate este efectuarea de revizii și reparații la echipamentele primare din rețelele electrice, remedierea incidentelor la instalații electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, microproducție de echipamente electrice.

Smart S.A. a fost înființată cu scopul realizării serviciilor de întreținere și reparații a instalațiilor CNTEE Transelectrica S.A. și trebuie să asigure cu prioritate resursele necesare pentru activitatea de mentenanță a RET, potrivit misiunii stabilite la înființare.

Complementar, societatea poate desfășura și alte activități conexe pentru susținerea obiectului principal de activitate, în conformitate cu legislația în vigoare și cu statutul propriu, în condițiile funcționării în siguranță a Sistemului Electroenergetic Național.

Activitatea de mentenanță presupune lucrări planificate de revizii tehnice și de control în stațiile electrice, liniile electrice LEA și lucrări de intervenții accidentale. Controalele pe linii presupun deplasări și intervenții pe întreg traseul de 8.931,6 km al RET în orice condiții de relief și meteorologice. Peste 70% dintre lucrările efectuate de SMART S.A. constau în lucru la înălțime, acestea făcându-se cu ajutorul unor utilaje specializate (PRB, macara, echipamente de urcare, accesorii speciale etc.).

Societatea pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „Smart” S.A. are proiectat, documentat și implementat un Sistem Integrat de Management al calității, mediului, securității și sănătății în muncă în conformitate cu cerințele următoarelor standarde de referință:

- ISO 9001:2015 „Sisteme de management al calității. Cerințe.” - pentru calitate;
- ISO 14001:2015 „Sisteme de management de mediu. Specificații și ghid de utilizare” - pentru mediu;
- ISO 45001:2018 „Sisteme de management al sănătății și securității ocupaționale” - pentru securitatea muncii .

Sistemul de Management Integrat calitate-mediu-securitate și sănătate în muncă este certificat de către SRAC și IQNet având certificatele nr.1111/11.01.2021 pentru ISO 9001:2015, nr. 112/11.01.2021 pentru ISO 14001:2015 și nr.139/11.01.2021 pentru ISO 45001:2018, valabile până la 23.12.2024, cu supravegheri anuale. Prin sistemul integrat de management societatea garantează clienților că serviciile prestate sunt cel puțin conforme cu cerințele specificate. De asemenea, Smart S.A. a obținut autorizarea, din partea CNCAN, pentru sistemul de management al calității în domeniul nuclear, și anume: Autorizația nr.LI824 pentru furnizarea de servicii destinate instalațiilor nucleare, valabilă până la data de 16.04.2026 conform Ordinului președintelui CNCAN nr. 65,66,71, 72/2003.

Smart S.A. este atestată de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei pentru următoarele tipuri de lucrări:

- **A3** - încercări de echipamente și instalații electrice în vederea certificării conformității tehnice a centralelor electrice în raport cu normele tehnice aplicabile: Atestat nr. 15264/4.11.2019 valabil pe termen nelimitat cu vizele de rigoare.
- **D1** - proiectare de linii electrice aeriene și subterane cu orice tensiuni nominale standardizate: Atestat nr. 15265/4.11.2019 valabil pe termen nelimitat cu vizele de rigoare.
- **D2** - executare de linii electrice aeriene și subterane cu orice tensiuni nominale standardizate: Atestat nr. 15266/4.11.2019 valabil pe termen nelimitat cu vizele de rigoare.
- **E1** - proiectare de posturi de transformare, stații electrice și de instalații aparținând părții electrice a centralelor cu orice tensiuni nominale standardizate: Atestat nr. 15267/4.11.2019 valabil pe termen nelimitat cu vizele de rigoare.
- **E2** - executare de posturi de transformare, stații electrice și de lucrări la partea electrică a centralelor cu orice tensiuni nominale standardizate: Atestat nr. 15268/4.11.2019 valabil pe termen nelimitat cu vizele de rigoare.

SMART deține un Laborator de Incercări de tip multi-site (un laborator în fiecare sucursală) care este acreditat de către RENAR având certificatul de acreditare nr. LI 824/17.04.2018, valabil până la data de 16.04.2026, cu supravegheri anuale. Sunt acreditate un număr de 78 încercări electrice și de analize fizico-chimice ale materialelor electroizolante.

De asemenea Smart deține și autorizații emise de MAI-IGSU pentru următoarele activități:

- Instalare și întreținere a sistemelor și instalațiilor de limitare și stingere a incendiilor, cu excepția celor care conțin anumite gaze fluorurate cu efect de seră, autorizația nr.5501/08.02.2016 acordată pe o perioadă nedeterminată.
- Instalare și întreținere a sistemelor și instalațiilor de semnalizare, alarmare și alertare în caz de incendiu, autorizația nr.5502/08.02.2016 cu valabilitate nedeterminată.
- Proiectarea sistemelor și instalațiilor de semnalizare, alarmare și alertare în caz de incendiu, autorizația nr.6599/10.01.2017 cu valabilitate nedeterminată.
- Proiectarea sistemelor și instalațiilor de limitare și stingere a incendiilor, autorizația nr.7087/08.06.2017 acordată pe o perioadă nedeterminată.

Smart S.A. este atestat pentru activitatea de exploatare forestieră de către Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor având atestatul nr. 1220/25.07.2024 valabil până în 31.07.2026.

Societatea desfășură activități:

- ca furnizor de servicii mentenanță:
 - Revizii și inspecții
 - Reparații echipamente și instalații electrice
 - Intervenții la evenimente accidentale
 - Expertizări, diagnoze și analize tehnice
 - Configurări, reglaje și parametrizări sisteme comanda-control
- ca furnizor de servicii de retehnologizare și modernizări:
 - Stații electrice
 - Liniile electrice aeriene
- ca furnizor servicii tehnologii speciale:
 - Lucrul sub tensiune – LST
 - Reabilitare izolație transformatoare
- ca furnizor de consultanță și proiectare:
 - Proiectare
 - Consultanță și asistență.

Afilierea națională și internațională aferente societății Smart sunt după cum urmează

- ✓ A – LST – R (Asociația pentru Lucru sub Tensiune din România – Membru Fondator)
- ✓ CIGRE (Consiliul Internațional al Marilor Rețele Electrice de Înaltă Tensiune)
- ✓ CNR – CIGRE (Asociația Comitetului Național Român CIGRE)
- ✓ CNR – CME (Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei)
- ✓ SIER (Societatea Inginerilor Energeticieni din România)



- ✓ ASRO (Asociația de Standardizare din România).

Planul Re PowerEU

În scopul finanțării a trei proiecte de investiții esențiale pentru eficientizarea și modernizarea rețelei electrice de transport, Compania a obținut 56,2 milioane de euro prin componenta REPowerEU a PNRR, aprobată de Consiliul Uniunii Europene, două dintre ele fiind destinate SMART SA și Teletrans SA.

Planul REPowerEU stabilește o serie de măsuri menite să reducă rapid dependența de combustibilii fosili din Rusia și să accelereze tranziția verde, sporind în același timp reziliența sistemului energetic din UE.

Obiectivul investiției finanțate prin REPowerEU este de a crește flexibilitatea și de a soluționa blocajele din rețeaua de electricitate pentru accelerarea integrării capacităților suplimentare de energie regenerabilă și pentru creșterea gradului de reziliență a rețelei, consolidând, în același timp, securitatea cibernetică printr-o mai bună capacitate de reacție la atacurile cibernetice.

În ceea ce privește **Planul Re PowerEU** s-a aprobat *Investiția 16 - digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice (alocare 56.237.200 euro)*, astfel:

- *Investiția 6.a – Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 29.557.000 euro);*
- *Investiția 6.b – Retehnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A (alocare 18.240.000 euro);*
- *Investiția 6.c – Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date –Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 8.440.200 euro).*

TELETRANS

Investițiile în retehnologizarea și modernizarea rețelelor de energie prin introducerea digitalizării și a rețelelor inteligente (smart grid) reprezintă măsuri esențiale pentru susținerea procesului de integrare sectorială și tranziție energetică. Digitalizarea va contribui semnificativ la siguranța funcționării sistemului energetic, intensificând eforturile și capacitatea de răspuns în situația unor disfuncționalități ale sistemului.

Infrastructura IT&C a Transelectrica reprezintă o infrastructură de importanță strategică națională, mai ales în contextul geopolitic actual, securitatea cibernetică fiind componentă centrală a stabilității și siguranței în funcționarea RET/SEN prin asigurarea protecției datelor, cu impact asupra siguranței în luarea deciziilor operative în procesul de gestionare a SEN de către Transelectrica.

Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date, presupune implementarea a trei componente:

- *Centru de date - achiziționarea de echipamente și software necesare dotării unui centru de date, în zona Sibiu-Brașov, la sediul Transelectrica; Valoare estimată: 23.362.855 lei*

Centrul de date va reprezenta o locație fizică securizată și protejată împotriva intruziunii și riscurilor naturale și tehnologice în cadrul căreia vor fi montate 9 containere infrastructură IT și 3 containere Power în care vor fi instalate echipamente IT (ex. Servere, Switch, UPS etc). Centrul de date va asigura siguranța elementelor fizice prin care este coordonat sistemul de telecomunicații al Transelectrica, care va asigura toate elementele de siguranță conform standardelor. Centrul va gestiona echipamentele Transelectrica, asigurând funcționarea continuă și neîntreruptă a echipamentelor IT și un backup constant a datelor transmise și stocate. De asemenea, centrul de date va asigura o conectivitate și mobilitate crescută între serviciile critice necesare producătorilor, transportatorilor și distribuitorilor de energie electrică din România ceea ce va duce la asigurarea alimentării cu energie electrică a consumatorilor.

- *Analizoare de trafic de rețea - achiziționare analizor de trafic L2-7, 4 porturi SFP; SFP multimod și SFP monomod - vor fi utilizate în activitatea de diagnosticare și testare a circuitelor ethernet din cadrul rețelei de comunicații IP a Transelectrica; Valoare estimată: 3.590.000 lei*

Rețeaua de telecomunicații a C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. impune modernizarea și actualizarea conform ultimelor tehnologii, în vederea alinierii la standardele europene de calitate. Certificarea capacităților rețelei garantează funcționarea echipamentelor intermediare și a legăturilor fizice și logice pentru furnizarea în siguranță a serviciilor de transport de date și acces internet. Întrucât sistemele actuale sunt diversificate și mai ales descentralizate sunt necesare instrumente capabile să obțină rezultate rapide despre rețea, precum analizoarele de trafic. Investiția propusă vizează achiziționarea a 8 bucăți Ansamblu Analizoare trafic L2-7 cu 4 porturi SFP (multimode și singlemode), cu rol în diagnosticarea cu precizie a eventualelor disfuncționalități ale rețelei.

- Securitatea rețelei IT&C - achiziționarea echipamentelor: sistem de stocare, firewall, switch internal links, switch infrastructure, switch PoE; Server, distribution router; Valoare estimată: 15.248.145 lei

În ceea ce privește securitatea rețelei IT&C, în prezent, chiar dacă există o serie de echipamente care asigură securitatea rețelei IT&C a Transelectrica, este necesară dotarea acestora cu echipamente suplimentare pentru creșterea gradului de protecție și filtrare a informațiilor rău intenționate. În vederea asigurării unui nivel de securizare superior al rețelei IT&C a Transelectrica este necesară achiziționarea unei serii de echipamente IT care să filtreze traficul de date la nivelul rețelei, cu scopul eliminării informațiilor care prezintă un pericol de securitate, stochează informații pentru a asigura un backup permanent al informațiilor din cadrul companiei și asigură un flux de transfer de date constant. Aceste echipamente sunt necesare în principal în contextul atacurilor informatice tot mai frecvente, precum și în vederea asigurării unui backup.

Întreaga investiție va contribui la creșterea rezilienței SEN/RET, abordând blocajele care pot apărea la nivelul rețelei de transport a energiei electrice prin tratarea cauzelor legate de securitatea cibernetică prin:

- reducerea riscurilor atacurilor cibernetice asupra infrastructurilor IT&C ale Transelectrica prin îmbunătățirea nivelului de pregătire logistică (dotare) cu echipamente și aplicații moderne, actualizate, mult mai puternice din punct de vedere al performanței informaționale (aspectul este crucial în condițiile actuale de război hibrid, pe toate planurile, inclusiv tehnologic, informatic etc., fiind obligatorie creșterea rezilienței sistemelor IT și de comunicații) și
- asigurarea funcțiilor de continuitate a activității și recuperare în urma incidentelor (business continuity and disaster recovery) - aspect fundamental în condiții de război la granițe și risc crescut de atacuri;
- realizarea comunicației și a interoperabilității cu entitățile din sistemul energetic românesc și cu operatorii de transport și sistem din cadrul ENTSO-E;
- asigurarea rezilienței sistemului de comunicație la nivelul Transelectrica;
- asigurarea funcțiilor de continuitate a activității și de recuperare în urma dezastrelor;
- securitatea cibernetică pentru prevenirea atacurilor informatice care capătă o amploare din ce în ce mai mare în ultima perioadă, la nivel european, pe fondul războiului declanșat de Rusia asupra Ucrainei.

De asemenea, implementarea subinvestițiilor descrise mai sus vor avea ca rezultat creșterea nivelului de disponibilitate tehnică a infrastructurii critice de fibră optică de la 98% la 99,5%, cu impact asupra siguranței în luarea deciziilor operative în procesul de gestionare a SEN de către Transelectrica, contribuind în mod direct la asigurarea stabilității și siguranței în funcționarea RET/SEN.

Investițiile se vor implementa până în trimestrul II 2026, iar valoarea totală estimată va fi de 42.201.000 lei fără TVA.

SMART

Investiția urmărește să reducă numărul și durata evenimentelor accidentale, precum și a consecințelor acestora pentru asigurarea funcționării SEN/RET, să adapteze acțiunile de mentenanță la specificul și tehnologiile de fabricație ale noilor echipamente instalate în RET și să reducă numărul și durata acțiunilor de mentenanță preventivă – planificată, care presupune retragerea din exploatare a echipamentelor și

instalațiilor ale Transelectrica și a centralelor de producție energie din surse regenerabile racordate la RET.

Echipamentele care vor fi achiziționate vor contribui la reducerea numărului și a perioadelor de intervenție la evenimentele accidentale din rețea, precum și a consecințelor acestora pentru asigurarea funcționării Rețelei Electrice de Transport și a Sistemului Energetic Național; reducerea numărului și duratei acțiunilor de mentenanță preventivă – planificate în stațiile Transelectrica și creșterea capacității de răspuns (prin reducerea perioadelor de intervenție la restabilirea alimentării cu energie electrică).

Aceste efecte pozitive vor consolida siguranța și stabilitatea SEN/RET, ceea ce contribuie la asigurarea securității alimentării cu energie electrică de către Transelectrica, în calitate de operator național de transport și sistem.

Existența unor servicii de mentenanță puternice și de calitate este una dintre principalele premise în asigurarea Standardului de performanță RET și asigurarea unei alimentări constante cu energie electrică la nivelul întregii țări.

Dotarea SMART SA cu utilaje și echipamente moderne adecvate va avea efecte pozitive asupra calității serviciilor de mentenanță furnizate RET. Acest lucru va avea un impact pozitiv asupra blocajelor care pot apărea la nivelul RET.

Investiția propusă are în vedere reducerea impactului acestor blocaje, urmărindu-se reducerea perioadelor de intervenție (prin mijloace de intervenție – utilaje, care să asigure accesul rapid și cu toate echipamentele necesare) și a numărului acestora prin achiziționarea de utilaje, utilaje pentru lucru la înălțime, lucrul sub tensiune (acest tip de intervenție elimină scoaterea din funcțiune a echipamentului respectiv ceea ce determină eliminarea întreruperilor în alimentarea cu energie electrică) etc.

Investiția urmărește dotarea SMART S.A. cu echipamente și utilaje de ultimă generație și cu cea mai curată tehnologie în domeniu, pentru asigurarea unor servicii de mentenanță la cele mai înalte standarde, pretabile pentru un operator de transport și sistem, precum și digitalizarea serviciilor de mentenanță oferite infrastructurii energetice naționale, prin implementarea și dezvoltarea de soluții software. Produsele achiziționate vor fi noi și fi în concordanță cu principiile DNSH.

Investiția constă în:

- dotarea SMART S.A. cu echipamente tehnologice (echipamente pentru controlul și monitorizarea liniilor electrice aeriene și a stațiilor electrice, instrumente pentru lucru sub tensiune, echipamente pentru măsurători și determinări în laborator, echipamente pentru centrul de proiectare al SMART SA, echipamente pentru lucru la înălțime, echipamente tehnologice pentru intervenții) adecvate pentru asigurarea serviciilor de mentenanță a RET la cele mai înalte standarde de calitate,
- digitalizarea serviciilor de întreținere furnizate de SMART SA pentru RET din România, prin implementarea și dezvoltarea de soluții software, care vor asigura în timp real transferul de informații (gestiune, baze de date, activitate/ programare revizii și lucrări, etc.) între sucursalele SMART S.A.

Noile echipamente vor permite utilizarea de către SMART S.A. a tehnologiei LST (Lucru sub tensiune), o tehnologie modernă care presupune că intervențiile la LEA și în stații se vor face fără scoaterea (deconectarea) acestora de sub tensiune, fapt care asigură continuitatea în alimentarea consumatorilor cu energie electrică.

I. Situația economică financiară conform cifre financiare OMFP 2844/2016

Rezultate consolidate

Rezultatele financiare ale activității Grupului au fost următoarele:

<i>Mii lei</i>	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024		25/24
Venituri operaționale	5.615.424	7.903.976	▼	(29%)
Costuri operaționale*	(4.884.677)	(6.956.949)	▼	(30%)
EBITDA	730.747	947.027	▼	(23%)
Amortizare	(402.522)	(371.792)	▲	8%
EBIT	328.225	575.235	▼	(43%)
Rezultat financiar	23.841	9.675	▲	146%
EBT	352.066	584.910	▼	(40%)
Impozit pe profit	12.433	(4.802)		n/a
REZULTAT NET	364.499	580.108	▼	(37%)

*Cheltuieli exploatare excluzând amortizarea

<i>Mii lei</i>	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024		25/24
Active imobilizate	6.724.502	6.277.384	▲	7%
Active circulante	4.205.038	4.548.158	▼	(8%)
ACTIVE TOTALE	10.929.540	10.825.542	▲	1%
Capitaluri proprii	6.072.155	5.907.116	▲	3%
Interese minoritare	-	-	-	-
Datorii pe termen lung	1.145.002	926.478	▲	24%
Datorii pe termen scurt	3.712.383	3.991.948	▼	(7%)
CAPITALURI PROPRII și DATORII	10.929.540	10.825.542	▲	1%

<i>Mii lei</i>	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024		25/24
Numerar net din activitatea operațională	878.599	855.386	▲	3%
Numerar utilizat în activitatea de investiții	(685.685)	(618.474)	▲	11%
Numerar utilizat în activitatea de finanțare	(316.317)	(56.638)	▲	458%
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(123.403)	180.274		n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	707.174	526.900	▲	34%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	583.771	707.174	▼	(17%)

În anul 2025 rezultatele Grupului pe baza situațiilor financiare consolidate OMFP au înregistrat o scădere în comparație cu aceeași perioadă a anului trecut, pe fondul diminuării veniturilor operaționale cu 29%, în condițiile scăderii cheltuielilor operaționale (inclusiv amortizarea) cu 28%.

Situația poziției financiare OMFP 2844/2016

Situația consolidată a poziției financiare se prezintă astfel:

<i>Mii lei</i>	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active imobilizate		
Imobilizări corporale	6.414.639	5.915.254
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing – clădiri	6.958	8.150
Imobilizări necorporale	259.223	313.147
Titluri puse în echivalență	3.372	-
Imobilizări financiare	40.309	40.833
Total active imobilizate	6.724.502	6.277.384
Active circulante		
Stocuri	60.662	58.144
Creanțe comerciale și alte creanțe	3.371.004	3.782.840
Impozit pe profit de recuperat	12.181	-
Numerar și echivalente de numerar	761.192	707.174
Total active circulante	4.205.038	4.548.158
Total active	10.929.540	10.825.542
Capitaluri proprii		
Capital social	733.031	733.031
Prima de emisiune	50.222	49.843
Rezerve legale	146.606	146.606
Rezerve din reevaluare	1.496.393	1.596.896
Alte rezerve	299.170	256.747
Rezultatul reportat	3.346.732	3.123.993
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	6.072.155	5.907.116
Interese minoritare	-	-
Total capitaluri proprii	6.072.155	5.907.116
Datorii pe termen lung		
Venituri în avans pe termen lung	831.220	538.015
Împrumuturi pe termen lung	1.471	7.918
Alte Împrumuturi si datorii asimilate- Leasing clădire- termen lung	3.181	1.604
Datorii privind impozitele amânate	225.152	257.169
Obligații privind beneficiile angajaților	83.979	116.159
Alte datorii pe termen lung	-	5.613
Total datorii pe termen lung	1.145.002	926.478
Datorii curente		
Datorii comerciale și alte datorii	3.424.075	3.855.244
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire- termen scurt	3.629	7.328
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	22.585	25.537
Împrumuturi pe termen scurt	184.354	32.641
Provizioane	38.399	35.953
Venituri în avans pe termen scurt	24.041	22.232
Impozit pe profit de plată	-	13.013
Obligații privind beneficiile angajaților termen scurt	15.299	-
Total datorii curente	3.712.383	3.991.948
Total capitaluri proprii și datorii	10.929.540	10.825.542

Contul de profit și pierdere OMFP 2844/2016

Situația contului de profit și pierdere, la nivel de Grup, se prezintă astfel:

<i>Mii lei</i>	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Venituri din exploatare		
Venituri din serviciul de transport	2.263.255	2.024.457
Venituri din servicii de sistem	573.786	633.277
Venituri privind piața de echilibrare	2.676.211	4.965.724
Alte venituri	102.172	280.518
Cheltuieli din exploatare		
Cheltuieli pentru operarea sistemului	(640.831)	(715.613)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	(2.676.254)	(4.965.535)
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologice	(705.985)	(523.611)
Amortizare	(402.522)	(371.792)
Cheltuieli cu personalul	(541.951)	(489.463)
Reparații și mentenanță	(81.894)	(66.410)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	(39.692)	(23.015)
Alte cheltuieli din exploatare	(195.466)	(173.302)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	(6.452)	-
Alte castiguri sau pierderi	3.848	-
Rezultat din exploatare	328.225	575.235
Venituri financiare	35.091	26.879
Cheltuieli financiare	(10.872)	(17.204)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor	(378)	-
Rezultat financiar net	23.841	9.675
Rezultat înainte de impozitul pe profit	352.066	584.910
Impozit pe profit	12.433	(4.802)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue	364.499	580.108
REZULTATUL EXERCITIULUI		
Atribuibil:		
Proprietarilor Grupului	364.499	580.108
Intereselor care nu controlează	-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	4,97	7,91

Fluxuri de trezorerie OMFP 2844/2016

Situația fluxurilor de trezorerie, la nivel de Grup, se prezintă astfel:

<i>Mii lei</i>	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profit/Pierdere netă	364.499	580.108
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	737.206	812.652
Modificari în:		
Stocuri	(5.815)	6.923
Clienți și conturi asimilate	410.379	(1.655.313)
Datorii comerciale și alte datorii	(521.898)	1.683.048
Titluri puse în echivalență	378	-
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(2.951)	(510)
Venituri în avans	308.333	43.495
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	925.632	890.295
Dobânzi plătite	(2.545)	(2.759)
Impozit pe profit plătit	(44.488)	(32.150)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	878.599	855.386
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(746.494)	(687.111)
Titluri de participare deținute la GECO Power Company	(3.750)	-
Incasări din finanțare nerambursabilă CE	29.104	42.494
Dobânzi încasate	6.604	7.008
Incasări din vânzarea de imobilizări corporale	5.733	3.374
Dividende încasate/plătite	23.118	15.761
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(685.685)	(618.474)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare		
Rambursări împrumuturi pe termen lung	(24.239)	(23.978)
Utilizare linie de credit Filiale	-	1.281
Plăți leasing clădire	(12.379)	(12.247)
Dividende plătite	(279.699)	(21.694)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(316.317)	(56.638)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	707.174	526.900
Diminuarea/ Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(123.403)	180.274
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	583.771	707.174

Indicatori OMFP 2844/2016

Indicatori cifre consolidate OMFP 2844/2016	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Totalul activelor	10.929.540 mii lei	10.825.542 mii lei
Cifra de afaceri	5.513.252 mii lei	7.623.458 mii lei

Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicatori	Formula de calcul	2025	2024
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,13	1,14
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	3,17%	0,84%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	3,07%	0,83%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	71,96	51,64
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,82	1,21

* In cadrul indicatorilor gradului de îndatorare, capitalul împrumutat conține împrumuturile pe termen scurt, împrumuturile pe termen lung și alte împrumuturi/datorii asimilate pe termen scurt și lung aferente leasing-ului clădiri conform IFRS16.

**Pentru Transelectrica s-au luat în considerare la calcularea soldului mediu clienții care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților: incerti, din mecanismul de cuplare piețe, schema de cogenerare și supracompensarea, nu au fost incluse în soldul mediu.

II. Situația economică financiară conform cifre financiare IFRS-UE

Rezultate consolidate

Rezultatele financiare ale activității Grupului au fost următoarele:

Mii lei	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024		25/24
Venituri operaționale	5.614.500	7.801.956	▼	(28%)
Costuri operaționale*	(4.884.677)	(6.956.949)	▼	(30%)
EBITDA	729.823	845.008	▼	(14%)
Amortizare	(311.527)	(297.314)	▲	5%
EBIT	418.296	547.694	▼	(24%)
Rezultat financiar	23.841	9.675	▲	146%
EBT	442.137	557.368	▼	(21%)
Impozit pe profit	(1.979)	(395)	▲	401%
REZULTAT NET	440.158	556.973	▼	(21%)

*Cheltuieli exploatare excluzând amortizarea

Mii lei	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024		25/24
Active imobilizate	6.516.795	5.979.608	▲	9%
Active circulante	4.205.038	4.548.158	▼	(8%)
ACTIVE TOTALE	10.721.834	10.527.766	▲	2%
Capitaluri proprii	5.897.682	5.656.984	▲	4%
Interese minoritare	-	-	-	-
Datorii pe termen lung	1.111.770	878.834	▲	27%
Datorii pe termen scurt	3.712.382	3.991.948	▼	(7%)
CAPITALURI PROPRII și DATORII	10.721.834	10.527.766	▲	2%

Mii lei	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024		25/24
Numerar net din activitatea operațională	878.599	855.386	▲	3%
Numerar utilizat în activitatea de investiții	(685.685)	(618.474)	▲	11%
Numerar utilizat în activitatea de finanțare	(316.317)	(56.638)	▲	458%
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(123.403)	180.274		n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	707.174	526.900	▲	34%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	583.771	707.174	▼	(17%)

În anul 2025 rezultatele Grupului pe baza situațiilor financiare consolidate IFRS-UE au înregistrat o scădere în comparație cu aceeași perioadă a anului trecut, pe fondul reducerii veniturilor operaționale cu 28%, în condițiile diminuării cu 28% a cheltuielilor operaționale (inclusiv amortizarea).

Situația poziției financiare IFRS-UE

Situația consolidată a poziției financiare se prezintă astfel:

Mii lei	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active imobilizate		
Imobilizări corporale	6.414.639	5.915.254
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	6.958	8.150
Imobilizări necorporale	51.517	15.371
Titluri puse în echivalență	3.372	-
Imobilizări financiare	40.309	40.833
Total active imobilizate	6.516.795	5.979.608
Active circulante		
Stocuri	60.662	58.144
Creanțe comerciale și alte creanțe	3.371.004	3.782.840
Impozit pe profit de recuperat	12.181	-
Numerar și echivalente de numerar	761.192	707.174
Total active circulante	4.205.039	4.548.158
Total active	10.721.834	10.527.766
Capitaluri proprii		
Capital social	733.031	733.031
Prima de emisiune	50.222	49.843
Rezerve legale	146.606	146.606
Rezerve din reevaluare	1.496.393	1.596.896
Alte rezerve	299.170	256.747
Rezultatul reportat	3.172.260	2.873.861
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	5.897.682	5.656.984
Interese minoritare	-	-
Total capitaluri proprii	5.897.682	5.656.984
Datorii pe termen lung		
Venituri în avans pe termen lung	831.220	538.015
Împrumuturi pe termen lung	1.471	7.918
Alte Împrumuturi și datorii asimilate- Leasing clădire- termen lung	3.181	1.604
Datorii privind impozitele amânate	191.919	209.525
Obligații privind beneficiile angajaților	83.979	116.159
Alte datorii pe termen lung	-	5.613
Total datorii pe termen lung	1.111.770	878.834
Datorii curente		
Datorii comerciale și alte datorii	3.424.075	3.855.244
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire- termen scurt	3.629	7.328
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	22.585	25.537
Împrumuturi pe termen scurt	184.354	32.641
Provizioane	38.399	35.953
Venituri în avans pe termen scurt	24.041	22.232
Impozit pe profit de plată	-	13.013
Obligații privind beneficiile angajaților termen scurt	15.299	-
Total datorii curente	3.712.382	3.991.948
Total capitaluri proprii și datorii	10.721.834	10.527.766

Contul de profit și pierdere IFRS-UE

Situația contului de profit și pierdere, la nivel de Grup, se prezintă astfel:

<i>Mii lei</i>	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Venituri din exploatare		
Venituri din serviciul de transport	2.263.255	2.024.457
Venituri din servicii de sistem	573.786	633.277
Venituri privind piața de echilibrare	2.676.211	4.965.724
Alte venituri	101.248	178.498
Cheltuieli din exploatare		
Cheltuieli pentru operarea sistemului	(640.831)	(715.613)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	(2.676.254)	(4.965.535)
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologice	(705.985)	(523.611)
Amortizare	(311.527)	(297.314)
Cheltuieli cu personalul	(541.951)	(489.463)
Reparații și mentenanță	(81.894)	(66.410)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	(39.692)	(23.015)
Alte cheltuieli din exploatare	(195.466)	(173.302)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	(6.452)	-
Alte castiguri sau pierderi	3.848	-
Rezultat din exploatare	418.296	547.693
Venituri financiare	35.091	26.879
Cheltuieli financiare	(10.872)	(17.204)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor	(378)	-
Rezultat financiar net	23.841	9.675
Rezultat înainte de impozitul pe profit	442.137	557.368
Impozit pe profit	(1.979)	(395)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue	440.158	556.973
REZULTATUL EXERCITIULUI		
Atribuibil:		
Proprietarilor Grupului	440.158	556.973
Intereselor Minoritare	-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	6,00	7,60

Fluxuri de trezorerie IFRS-UE

Situația fluxurilor de trezorerie, la nivel de Grup, se prezintă astfel:

Mii lei	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profit/Pierdere netă	440.158	556.973
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	737.206	812.652
Modificari în:		
Stocuri	(5.815)	6.923
Clienți și conturi asimilate	410.379	(1.655.313)
Datorii comerciale și alte datorii	(521.898)	1.683.048
Titluri puse în echivalență	378	-
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(2.951)	(510)
Venituri în avans	308.333	43.495
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	925.632	890.295
Dobânzi plătite	(2.545)	(2.759)
Impozit pe profit plătit	(44.488)	(32.150)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	878.599	855.386
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(746.494)	(687.111)
Titluri de participare deținute la GECO Power Company	(3.750)	-
Incasări din finanțare nerambursabilă CE	29.104	42.494
Dobânzi încasate	6.604	7.008
Incasări din vânzarea de imobilizări corporale	5.733	3.374
Dividende încasate/plătite	23.118	15.761
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(685.685)	(618.474)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare		
Rambursări împrumuturi pe termen lung	(24.239)	(23.978)
Utilizare linie de credit Filiale	-	1.281
Plăți leasing clădire	(12.379)	(12.247)
Dividende plătite	(279.699)	(21.694)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(316.317)	(56.638)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	707.174	526.900
Diminuarea/ Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(123.403)	180.274
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	583.771	707.174

Indicatori IFRS-UE

Indicatori cifre consolidate IFRS-UE	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Totalul activelor	10.721.834 mii lei	10.527.766 mii lei
Cifra de afaceri	5.513.252 mii lei	7.623.458 mii lei

Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicatori	Formula de calcul	2025	2024
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,13	1,14
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	3,27%	0,87%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	3,16%	0,87%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	71,96	51,64
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,85	1,27

* In cadrul indicatorilor gradului de îndatorare, capitalul împrumutat conține împrumuturile pe termen scurt, împrumuturile pe termen lung și alte împrumuturi/datorii asimilate pe termen scurt și lung aferente leasing-ului clădiri conform IFRS16.

**Pentru Transelectrica s-au luat în considerare la calcularea soldului mediu clienții care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților: incerți, din mecanismul de cuplare piețe, schema de cogenerare și supracompensarea, nu au fost incluse în soldul mediu.



EVENIMENTE IMPORTANTE

• Fuziune prin absorbție TELETRANS SA

Prin Hotărârea nr.3 din data de 13 februarie 2025, Adunarea Generală Extraordinară a acționarilor TELETRANS SA, a decis în temeiul art.12 alin.(2) lit.f) din Actul Constitutiv al societății, fuziunea prin absorbție a S.C. Formenerg S.A. (în calitate de societate absorbită) cu societatea Teletrans S.A. (în calitate de societate absorbantă). S-a aprobat stabilirea datei de 31.12.2024 ca dată de referință a Fuziunii și a datei de 30.04.2025, ca dată efectivă a Fuziunii. Societatea Formenerg era deținută 100% de Transelectrica.

• Semnare contract de credit TELETRANS SA

Adunarea generală a acționarilor a ratificat semnarea contractului de credit de tip overdraft nr. 20250115002, încheiat între TELETRANS S.A. și Banca Comercială Română S.A., înregistrat la TELETRANS S.A. cu nr. C2613/2025.

• Numire Administratori SMART SA

Adunarea generală ordinară a acționarilor SMART S.A., ținută în temeiul prevederilor art. 121 din Legea societăților inr. 31/1990, republicată cu modificările și completările ulterioare în data de 22 ianuarie 2025, a hotărât, *(prin raportare la Hotărârea Adunării generale a acționarilor nr.18/2024)* administratorii societății numiți pentru un mandat de 4 (patru) ani, începând cu data de 23.12.2024, respectiv până la data de 22.12.2028,

următorii: Raluca Cristina ISPIR, având și calitatea de președinte al Consiliului de administrație; Gheorghe BOLINTINEANU și Decebal BĂESCU.

• Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor TRANSELECTRICA SA

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data de 1 aprilie 2025:

- a aprobat stabilirea Programului de investiții pe exercițiul financiar 2025 și estimările pentru anii 2026 și 2027;
- a aprobat Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pe anul 2025, precum și estimările pentru anii 2026 și 2027
- a aprobat reconfirmarea, conform art. 38 și art. 39 al OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, a punctului 10 al Hotărârii AGOA nr. 3 din 29 aprilie 2024, respectiv: stabilirea, limitelor generale ale remunerației și celelalte beneficii ce vor fi acordate de către C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. membrilor Directoratului, incluzând indemnizația fixă, indemnizația variabilă, precum și alte avantaje acordate acestora.

• Incident în rețeaua electrică de transport în zona de vest a țării

În data de 9 iulie 2024, Compania a anunțat faptul că, în urma fenomenelor meteorologice extreme înregistrate, în după-amiaza zilei de 8 iulie 2025 în zona de vest a țării, manifestate prin furtuni violente și rafale de vânt cu viteze cuprinse între 90 și 120 km/h (cod roșu), o porțiune a Liniei Electrice Aeriene dublu circuit (LEA) 220 kV Reșița–Timișoara a fost semnificativ afectată, mai mulți stâlpi fiind avariați, pe raza județului Timiș.

Totodată, condițiile meteo severe de vijelii și vânt puternic (cod roșu) manifestate recent în zona de vest și nord-vest a țării au afectat și Linia Electrică Aeriană 400 kV Roșiori – Gădălin, unde a fost avariat un stâlp de pe traseul LEA.

Incidentul care a afectat LEA 220 kV Reșița - Timișoara nu a generat întreruperi în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor, însă a afectat temporar disponibilitatea completă a rețelei electrice de transport (RET) în zona de vest a țării.

Echipele de intervenție au fost mobilizate imediat după producerea evenimentului au fost în teren pentru evaluarea pagubelor și stabilirea măsurilor tehnice necesare remedierii, fiind implicate toate entitățile tehnice cu responsabilități din cadrul Transelectrica și a SMART SA.

În gestionarea situației a fost stabilită o cooperare permanentă cu autoritățile competente și cu operatorul local de distribuție.

Sistemul Electroenergetic Național (SEN) funcționează în condiții de siguranță, fiind monitorizat în permanență de către Dispecerul Energetic Național.

- **Mobilizare pentru înlocuirea stâlpului avariat de pe Linia Electrică Aeriană 400 kV Gădălin – Roșiori**

În data de 16 iulie 2025, intervenția de înlocuire a stâlpului de înaltă tensiune al Liniei Electrice Aeriene 400 kV Gădălin – Roșiori, avariat în urma furtunii violente din zona localității Jibou, județul Sălaj, a fost finalizată cu succes, linia fiind repusă în funcțiune.

Intervenția, asigurată de echipele tehnice ale SMART SA, și ale Sucursalei Teritoriale de Transport Cluj – Napoca, a fost una de mare complexitate și s-a desfășurat în condiții dificile de teren, într-o zonă greu accesibilă pentru utilaje și echipamente.

Echipele de intervenție s-au mobilizat rapid și au lucrat fără oprire, într-o adevărată cursă contra cronometru, pentru a reda în sistem cât mai rapid linia electrică aeriană indisponibilizată.

Pentru aceasta, au fost necesare o serie de activități logistice complexe, precum adaptarea unor drumuri de acces, transportul agabaritic, pe o distanță de câteva sute de kilometri, al unui stâlp cu o înălțime de peste 30 metri și o greutate de circa 7,5 tone, precum și aducerea în teren a unei macarale pe șenile de mare tonaj.

Datorită unui efort coordonat și intens, linia a fost repusă sub tensiune, iar funcționarea în condiții de siguranță a rețelei în zona de nord – vest a țării a fost restabilită integral.

Transelectrica investește continuu în modernizare, mentenanță și extinderea rețelei.

În ultimii trei ani, Transelectrica a construit 60% din liniile nou construite în ultimii 20 de ani, respectiv 305 kilometri de linii de 400 kV și 220 kV, din totalul de 496 kilometri finalizați de la începutul anilor 2000.

Până în 2030 Transelectrica are în pregătire, în diferite etape sau în lucru, peste 740 de kilometri de noi linii electrice aeriene.

- **Modificare Act Constitutiv TELETRANS SA**

Adunarea generală extraordinară a acționarilor Societății pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport „TELETRANS” S.A. („Societatea”), ținută în data de 19 septembrie 2025, în temeiul art. 121 din Legea societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, precum și al Actului constitutiv al Societății, de către acționarul Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- S.A. a hotărât aprobarea modificării art. 6 din Actul Constitutiv în sensul eliminării codului CAEN 9412 - Activități ale organizațiilor profesionale. Ca urmare a eliminării codului CAEN aflat la poziția (64), se vor renumera următoarele coduri CAEN.

În cadrul aceleiași hotărâri s-a aprobat modificarea art. 7 alin. (2) din Actul Constitutiv, precum și modificarea art. 7 din Hotărârea AGA nr. 16/20.08.2025, astfel: Art. 7 (2) Capitalul social al „TELETRANS” S.A. este de 6.978.480 lei, împărțit în 697.848 de acțiuni nominative, fiecare acțiune în valoare de 10 lei. Structura capitalului social este următoarea: 1.908.070 lei în natură – reprezentând echivalentul a 190.807 acțiuni, 4.966.360 lei în numerar – reprezentând echivalentul a 496.636 acțiuni și 104.050 lei, reprezentând 10.405 acțiuni, rezultate din operațiunea de fuziune prin absorbție cu Societatea FORMENERG S.A.

Ca efect al operațiunii de fuziune, capitalul social al Societății pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport „TELETRANS” S.A. este de 6.978.480 lei, împărțit în 697.848 de acțiuni nominative, fiecare acțiune în valoare de 10 lei. Structura capitalului social este următoarea: 1.908.070 lei în natură – reprezentând echivalentul a 190.807 acțiuni, 4.966.360 lei în numerar – reprezentând echivalentul a 496.636 acțiuni și 104.050 lei, reprezentând 10.405 acțiuni, rezultate din operațiunea de fuziune prin absorbție cu Societatea FORMENERG S.A.

- **Finalizarea fuziunii prin absorbție dintre Teletrans și Formenerg**

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită. Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către Formenerg.

- **Construcția a două linii electrice aeriene de 400 kV care închid magistrala de energie electrică din nordul țării și consolidează interconexiunea României cu Republica Moldova**

În data de 21 octombrie 2025, la Suceava, a avut loc primul comandament pentru demararea a două investiții majore pentru dezvoltarea infrastructurii de transport al energiei electrice, respectiv Linia Electrică Aeriană 400 kV Gădălin – Suceava și Linia Electrică Aeriană 400 kV de interconexiune Suceava (RO) – Bălți (MD), pe teritoriul României.

Prin aceste două lucrări de importanță majoră, Transelectrica închide Inelul de 400 kV din zona de nord a țării, o verigă puternică pentru creșterea securității energetice a României, și consolidează interconexiunea cu Republica Moldova.

Linia Electrică Aeriană (simplu circuit) 400 kV Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN este un obiectiv de investiții de utilitate publică și de interes național, unul dintre cele 11 proiecte de investiții cu finanțare din Fondul pentru Modernizare

LEA 400 kV Gădălin – Suceava va închide magistrala energetică de 400 kV în zona de nord a țării, fiind una dintre cele mai complexe lucrări de infrastructură energetică națională, traversând un teren muntos extrem de dificil. Totodată Linia Electrică Aeriană 400 kV Gădălin – Suceava va fi linia cu cea mai mare lungime din România, respectiv 260 de kilometri și va conecta două regiuni geografice ale țării importante ale României: Ardealul și Moldova. Noua linie va străbate teritoriul a trei județe (Cluj, Bistrița – Năsăud și Suceava) și a 40 de localități.

Proiectul LEA 400 kV Suceava – Bălți, pentru porțiunea din proiect de pe teritoriul României reprezintă un obiectiv de investiții de importanță strategică care va facilita schimburile transfrontaliere de energie și va contribui la accelerarea integrării surselor regenerabile de energie din nord – estul țării.

Importanța strategică a acestui proiect rezidă nu numai din perspectiva celor două sisteme energetice naționale, dar și din perspectiva sistemului energetic european, asupra căruia actualul context internațional exercită o presiune semnificativă, necesitând acțiuni de consolidare în vederea asigurării alimentării cu energie electrică. Proiectul asigură securitatea energetică a Republicii Moldova prin intermediul diversificării surselor de aprovizionare, urmărind crearea premiselor integrării sale în piața unică europeană de energie și, în acest context, exprimând voința politică comună pentru examinarea soluțiilor posibile și realizarea 3/3 proiectelor necesare schimbului de energie pe termen lung dintre România și Republica Moldova.

Noua linie electrică aeriană de 400 kV Suceava – Bălți va străbate o distanță de aproximativ 93 de kilometri, traversând 17 localități din județele Suceava și Botoșani. Cu 302 stâlpi de înaltă tensiune, acest proiect va completa un ax strategic Gădălin – Suceava – Bălți, creând o punte de energie între Ardeal, Moldova și Republica Moldova.

LITIGII

Cele mai importante litigii cu impact asupra Grupului sunt prezentate în cele ce urmează:

- **RAAN**

În dosarul nr. **9089/101/2013**, la data de 19.09.2013, Tribunalul Mehedinți a dispus deschiderea procedurii generale a insolvenței împotriva RAAN.

La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinți a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activități Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociații SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului-verbal din 28.02.2014.

La data de 14.06.2016, s-a dispus deschiderea procedurii falimentului împotriva RAAN.

CNTEE Transelectrica SA a formulat contestație la tabelul suplimentar de creanțe, care a făcut obiectul dosarului nr. 9089/101/2013/a152 împotriva debitoarei RAAN, întrucât lichidatorul judiciar nu a înscris o

creanță în valoare de 78.096.209 lei pe motiv că "aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN." Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096.209 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013. S-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe, Tribunalul Mehedinți încuviințând proba cu expertiza contabilă. Prin Hotărârea 163/20.06.2019, soluția Tribunalului Mehedinți: s-a admis excepția decăderii. S-a admis în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950.117,14 lei creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. S-a respins în rest cererile conexe. În temeiul art. 453 al. 2 C. pr. civ. obligă pârâta să plătească reclamantei 1.000 lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată în ședință publică. Document Hotărâre 163/20.06.2019. Transelectrica a declarat apel în termenul legal. La termenul din 06.11.2019, Curtea de Apel Craiova a dispus respingerea apelului Transelectrica, ca nefondat. Decizie definitivă. Hotărâre 846/06.11.2019.

În dosarul de faliment al RAAN înregistrat sub nr. 9089/101/2013, CNTEE Transelectrica SA a fost înscrisă la masa credală cu următoarele creanțe: 19.113.256 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare: **25.03.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.516.707 lei.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte dosare aflate în diferite stadii de judecată. Acțiuni ale RAAN împotriva CNTEE Transelectrica SA derivând din contractul nr. C137/08.04.2011.

Dosarul nr. **28460/3/2017** - Obiectul dosarului: obligarea subscrisei la plata sumei totale de 12.346.063 lei. Soluția CAB 27.09.2021: Suspendă judecata apelului până la soluționarea definitivă a dosarelor nr.28458/3/2017, nr.26024/3/2015. Soluția din data de 23.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de repunere a cauzei pe rol. Menține suspendată judecata apelului. La termenul din data de 20.05.2024 a fost admis apelul, s-a schimbat sentința apelată în sensul că: a fost admisă cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 12.346.063,10 lei, reprezentând debit principal și penalități, cu drept de recurs. Hotărâre 806/20.05.2024. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Dosarul nr. **3694/3/2016** - Pretenții 15.698.721,88 lei. Termen de judecată la data de 08.11.2021: cauza a fost suspendată până la soluționarea definitivă a Dosarelor nr. 26024/3/2015 și nr. 28458/3/2017. Soluția 03.06.2024: s-a admis apelul, s-a schimbat în tot sentința apelată, în sensul că: s-a admis cererea de chemare în judecată. A fost obligată pârâta să plătească reclamantei suma de 12.727.101,99 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.917.619,81 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturi serie SRTF, cu drept de recurs. Hotărâre 898/03.06.2024. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din data de 16.10.2025 ICCJ respinge recursul declarat de recurenta-pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva deciziei civile nr. 898 A din 3 iunie 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. Definitivă.

Suma de 15.698.722 lei a fost achitată de Companie în iunie 2024.

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosarul nr. **2494/115/2018****, înregistrat pe rolul Tribunalului Caraș Severin.

Obiectul dosarului: Prin cererea de chemare în judecată, reclamantul Municipiul Reșița solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata următoarelor sume: 2.129.765,86 lei, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018; dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Soluția Tribunalului CS: Suspendă judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, prin Primar, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenții, în temeiul art. 413 alin.(1) pct.1 C.pr.civ. Cu recurs cât timp durează suspendarea cursului judecării procesului, la instanța ierarhic superioară. Document: Încheiere - Suspendare 22.03.2021.

Suspendarea judecării cauzei s-a dispus până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 3154/115/2018* al Tribunalului Caraș Severin.

La termenul din data de 02.03.2023 s-a suspendat judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenții. Cu drept de recurs pe toată durata suspendării judecării.

La termenul din 27.06.2024 s-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe notele de sedință, aflate la filele 172-174, depuse de către pârâta Transelectrica SA. S-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe precizările depuse de către reclamantul Municipiul Reșița ca urmare a cererii formulate de către expert.

În data de 19.09.2024 s-a încuviințat cererea reclamantului de amânare a cauzei și s-a dispus comunicarea către acesta a unui exemplar al raportului de expertiză. S-a prorogat discutarea cu privire la onorariul definitiv al raportului de expertiză după studierea acestuia de către ambele părți. S-a amânat judecarea cauzei, față de lipsa raportului de expertiză, la data de 10.10.2024.

În data de 10.10.2024 s-a stabilit în sarcina reclamantei și pârâtei să plătească fiecare câte 1000 lei onorariu expert, s-a dispus efectuarea unui supliment de expertiză.

La termenul din 12.12.2024 s-a acordat un nou termen de judecată în vederea studierii raportului suplimentar de expertiză și formularea eventualelor obiecțiuni, de către reprezentanții părților. S-a amânat judecarea cauzei la termenele 13.02.2025, 20.02.2025 și ulterior la 27.02.2025.

La termenul din 27.02.2025, instanța a respins excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica. A calificat excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. A respins cererea de chemare în judecată formulată de pârâta Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

La termenul din data de 29.05.2025 a fost admisă cererea de completare a dispozitivului sentinței civile nr. 150/27.02.2025, pronunțată de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** formulată de pârâta Transelectrica. S-a dispus completarea dispozitivului cu următoarea dispoziție: a fost obligată reclamanta să plătească pârâtei suma de 2500 lei cheltuieli de judecată constând în onorariu expert. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

Mun. Reșița a declarat apel. Termen fixat în data de **21.04.2026**.

• ANAF

ANAF a emis titlul executoriu nr. 13540/22.08.2017 în baza căruia au fost executate obligațiile suplimentare de plată stabilite prin Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

Compania a solicitat anularea titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017 la Curtea de Apel – dosar nr. **7141/2/2017**. Soluția pe scurt: Admite excepția necompetenței materiale a Curții de Apel București – SCAF. Declină în favoarea Judecătoriei Sector 1 București competența materială de soluționare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunțată în ședință publică din 08.02.2018. Document: Hotărâre nr.478/2018 din 08.02.2018.

În urma declinării competenței, pe rolul Judecătoriei Sector 1 a fost înregistrat **dosarul nr. 8993/299/2018** prin care Compania a contestat executarea silită pornită în temeiul titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017, care are la bază Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 emisă de ANAF - Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili

Soluția pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulată de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a **dosarului nr. 1802/2/2018**, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. Pronunțată în ședință publică. Document: Încheiere -Suspendare 17.04.2018.

S-a reluat judecarea cauzei iar la termenul din data de 10.10.2024 pentru comunicarea înscrisurilor depuse la dosar de către contestatoare către intimată a fost amânată judecarea cauzei la data de 21.11.2024 și ulterior pentru 06.03.2025, 17.04.2025, 19.06.2025, 02.10.2025, 13.11.2025, 04.12.2025, 19.02.2026. Următorul termen de judecată în data de **23.04.2026**.

- **CONAID COMPANY SRL**

Obiectul dosarului nr. **36755/3/2018** este Constatere refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012 și pretenții în valoare de 17.216.093,43 lei, paguba suferită și 100.000 euro, contravaloare beneficiu nerealizat estimat.

La termenul din 03.01.2024 TMB admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescristă. Cu apel în 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 4/2024.

Conaid Company SRL a declarat apel cu termen de judecată fixat în data de 27.03.2025. La termenul din 27.03.2025 instanța admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă.**

Pentru suma de 17.216.093 lei CNTEE Transelectrica a constituit provizion în martie 2019.

- **OPCOM**

Dosar nr. **22567/3/2019** - Obiectul dosarului: acțiune în pretenții pe dreptul comun.

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloare TVA, aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societății OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții „Electricity Market Project”.

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778,27 lei aferenta facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019 reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

Suspendă judecata cauzei până la soluționarea definitivă a dosarului 31001/3/2017, având ca obiect acțiune în anulare hotărâre AGA Opcom (în care Transelectrica nu este parte și în care la data de 01.02.2021 s-a dispus respingerea apelurilor declarate, soluția fiind definitivă).

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescristă. Transelectrica a declarat apel.

Soluția CAB conform hotărârii nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. **Definitivă.** Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou 22567/3/2019* cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 24.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Dosar nr. 24242/3/2021 - Tribunalul București Secția a VI-a Civilă - Obiectul dosarului: Reclamanta OPCOM solicită constatare nulitate act – aport în natură.

În data de 07.11.2023 Solutia TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

OPCOM a declarat apel. La termenul din 13.03.2025, CAB respinge apelul ca nefondat. Obligă reclamanta (OPCOM) la plata către stat a sumei de 179.550,57 lei reprezentând taxa judiciară de timbru.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIETEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosarul nr. 44380/3/2024 are ca obiect: pretentii si incheiere act aditional pentru suma de 2.914.065,21, cval. servicii calculare drepturi de incasat si obligatii de plata ale tranzactiilor realizate de PRE si PPE + doabanda legala. Termen de judecată: **10.03.2026**.

• CURTEA DE CONTURI A ROMÂNIEI

În perioada septembrie 2023 – ianuarie 2025, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Tema auditului de conformitate a fost „situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2020-2022” la CNTEE Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării misiunii de audit, Departamentul IV al Curții de Conturi a României a emis Raportul de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025, aprobate prin Hotărârea Plenului nr. 47/23.01.2025, prin care au fost stabilite un număr de 17 recomandări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (**dosar nr. 5244/2/2025**) prin care a solicitat următoarele:

- a) anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- b) anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- c) suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- d) cheltuieli de judecată.

La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată. Cu recurs în 5 zile de la comunicare, calea de atac urmând a se depune la Curtea de Apel București - Secția a VIII a CAF. Pronunțată azi, 14.10.2025, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 1342/2025 14.10.2025.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecătorească Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanța Respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecătorească Pavelescu Silvia.

Termen de judecată: **31.03.2026**

• ALTELE

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Total Electric Oltenia SA - valoare 14.085.415,27 lei, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL - valoare 3.515.687,51 lei, CET Bacău, CET Govora - valoare 28.200.440,31 lei, Nuclearelectrica- valoare 1.290.533.156 lei+dobanda, CET Brașov - valoare 4.303.741,44 lei, Elsaco Energy SRL - valoare 9.198.673,80 lei, Arelco Power SRL - valoare 20.996.030,49 lei, Menarom PEC SA Galați - valoare 1.195.792,13 lei, Romelectro SA, Transenergo Com SA - valoare 6.850.000,98 lei, ENNET GRUP SRL, PET Communication - valoare 3.093,205,83 lei, ISPE, Grand Voltage SRL - valoare 8.331.444,60 lei, EXPLOCOM GK SRL -valoare 2.287.992 lei, Next Energy Partners - valoare 8.395.132,23 lei + dobanda legala, SC ENOL GRUP SA - valoare 3.277.527,03 lei, Aderro GP Energy și alții).

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

Totodată, **GRUPUL** este implicat și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cu privire la contractele de mandat încheiate între Companie și aceștia. Pentru aceste litigii, Compania are constituit provizion.

Compania este implicată în litigii în contradictoriu cu SMART după cum urmează:

- **Dosar nr.15561/3/2022 - Tribunalul Bucuresti**

Obiectul dosarului:

SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 4.467.108 lei referitor la executarea unui contract administrativ.

Stadiu dosar:

La termenul din 20.03.2025 instanța admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467.108, 18 lei precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.193.869 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51.378,78 lei cu titlu de taxa de timbru și suma de 3.000 de lei cu titlu de onorariu de expert. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare. Transelectrica a declarat apel.

EVENIMENTE ULTERIOARE

Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 08 ianuarie 2026

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 08 ianuarie 2026:

- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;
- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020;
- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei Transelectrica S.A. în vederea efectuării demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;

- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei în vederea efectuării efectuarea demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020.

Încheiere Memorandum de Înțelegere privind cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului de interconexiune Georgia – România Cablu Submarin în Marea Neagră

În data de 4 februarie 2026 Compania a informat investitorii asupra semnării la București, de către Transelectrica și Georgian State Electrosystem JSC (GSE), operatorii de transport și de sistem din România, respectiv Georgia, a unui *Memorandum de Înțelegere privind cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului de interconexiune Georgia – România Cablu Submarin în Marea Neagră*.

Semnarea Memorandumului marchează o nouă etapă în evoluția proiectului, care a parcurs deja faza de studii de fezabilitate, este inclus în Planurile de Dezvoltare a Rețelei pe Zece Ani (TYNDP) ale ENTSO-E pentru 2022 și 2024 și este promovat pentru includerea în ediția TYNDP 2026.

În luna decembrie 2025 proiectul a fost inclus pe lista Proiectelor de Interes Mutual (PMI) ale Uniunii Europene.

Documentul stabilește cadrul de cooperare dintre Transelectrica și GSE pentru pregătirea și avansarea proiectului de interconectare în curent continuu de înaltă tensiune (HVDC) dintre Georgia și România, prin coordonarea activităților de planificare, studii tehnice, studii marine, evaluări de mediu și sociale, finanțare și reprezentare instituțională la nivel european și internațional.

Proiectul Cablu Submarin în Marea Neagră este dezvoltat în concordanță cu Acordul de Parteneriat Strategic în domeniul energiei verzi, semnat în decembrie 2022 de guvernele Azerbaidjanului, Georgiei, României și Ungariei și are potențialul de a contribui semnificativ la creșterea securității energetice, diversificarea rutelor de transport al energiei electrice și integrarea surselor regenerabile în regiunea Mării Negre și în Uniunea Europeană.

Prin acest demers, Transelectrica își reafirmă angajamentul pentru cooperare regională, dezvoltarea infrastructurii critice de transport al energiei electrice și consolidarea poziției României în arhitectura energetică europeană.

Moody's reconfirmă rating-ul Baa3

Compania a informat acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în data de 16 martie 2026, agenția Moody's Ratings a publicat actualizarea anuală (Annual Update) a Opiniei de Credit (Credit Opinion) pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Prin acest raport, agenția reconfirmă ratingul de credit pe termen lung la nivelul Baa3, menținând totodată perspectiva negativă și profilul individual de credit (BCA) la nivelul ba1.



RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT

Către Acționarii
C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.

Raport cu privire la auditul situațiilor financiare consolidate

Opinie

1. Am auditat situațiile financiare consolidate ale Societății C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. și ale filialelor sale ("Grupul"), cu sediul social în Strada Olteni, nr. 2-4, București, sectorul 3,, identificată prin codul unic de înregistrare fiscală RO 13328043, care cuprind situația consolidată a poziției financiare la data de 31 decembrie 2025, situația consolidată a rezultatului global, situația consolidată a modificărilor capitalurilor proprii și situația consolidată a fluxurilor de trezorerie aferente exercițiului încheiat la această dată, precum și note la situațiile financiare consolidate care includ informații semnificative privind politicile contabile.
2. Situațiile financiare consolidate la 31 decembrie 2025 se identifică astfel:
 - Total capitaluri proprii: 6.072.155 mii Lei
 - Profitul net al exercițiului financiar: 364.499 mii Lei
3. În opinia noastră, situațiile financiare consolidate anexate prezintă fidel, sub toate aspectele semnificative poziția financiară consolidată a Grupului la data de 31 decembrie 2025, performanța sa financiară consolidată și fluxurile sale de trezorerie consolidate aferente exercițiului încheiat la data respectivă, în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („OMF 2844/2016”).

Baza pentru opinie

4. Am desfășurat auditul nostru în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit ("ISA"), Regulamentul UE nr. 537 al Parlamentului și al Consiliului European (denumit în cele ce urmează „Regulamentul”) și Legea nr. 162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative (denumită în continuare „Legea 162/2017”). Responsabilitățile noastre în baza acestor standarde sunt descrise detaliat în secțiunea “Responsabilitățile auditorului într-un audit al situațiilor financiare consolidate” din raportul nostru. Suntem independenți față de Grup, conform Codului Etic Internațional pentru Profesioniștii Contabili emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Etică pentru Contabili (inclusiv Standardele Internaționale de Independență) (codul IESBA), așa cum este aplicabil auditului situațiilor financiare ale entităților de interes public, împreună cu cerințele etice care sunt relevante pentru auditul situațiilor financiare în România, inclusiv Regulamentul și Legea 162/2017. Ne-am îndeplinit responsabilitățile etice conform acestor cerințe și conform Codului IESBA. Considerăm că probele de audit pe care le-am obținut sunt suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru opinia noastră.

Evidențierea unor aspecte

5. Atragem atenția asupra notei 2 la situațiile financiare consolidate, conform căreia Grupul întocmește două seturi de situații financiare consolidate, unul conform reglementărilor naționale, respectiv Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare („OMF 2844/2016”), iar altul conform cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („Standardele Contabile IFRS”) adoptate de Uniunea Europeană. Aceste situații financiare consolidate sunt întocmite în conformitate cu OMF 2844/2016, cu modificările ulterioare, care sunt diferite de Standardele Contabile IFRS, așa cum este prezentat în nota 2 la situațiile financiare consolidate. Prin urmare, aceste situații financiare consolidate nu sunt conforme cu Standardele Contabile IFRS. Raportul nostru de audit nu este modificat cu privire la acest aspect.

Deloitte se referă la una sau mai multe dintre societățile Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), rețeaua sa globală de firme membre și entitățile afiliate acestora (colectiv, "organizația Deloitte"). DTTL (denumită și "Deloitte Global") și fiecare dintre societățile sale membre și entitățile afiliate, sunt societăți independente și separate din punct de vedere legal, care nu se pot obliga ori angaja reciproc cu privire la terțe părți. DTTL și fiecare societate membră DTTL și entitate asociată își asumă răspunderea exclusiv în limita propriilor acțiuni și omisiuni, iar nu și pentru cele ale altor entități. DTTL nu furnizează servicii către clienți. Pentru a afla mai multe, vă rugăm să accesați www.deloitte.com/ro/despre.

Aspectele cheie de audit

6. Aspectele cheie de audit sunt acele aspecte care, în baza raționamentului nostru profesional, au avut cea mai mare importanță pentru auditul situațiilor financiare consolidate din perioada curentă. Aceste aspecte au fost abordate în contextul auditului situațiilor financiare consolidate în ansamblu și în formarea opiniei noastre asupra acestora și nu oferim o opinie separată cu privire la aceste aspecte.

Aspect cheie de audit	Modul de abordare în cadrul misiunii de audit
Recunoașterea veniturilor din activitatea de transport energie electrică. Veniturile generate din activitatea de transport a energiei electrice reprezintă activitatea de bază a Grupului. Recunoașterea veniturilor rezultate din această activitate depinde de evaluarea adecvată a cuantumului contraprestației contractuale și înregistrarea acestora în perioada la care se referă, corespunzător clauzelor comerciale prevăzute în contractele cu clienții. Considerăm că recunoașterea veniturilor este o arie de audit semnificativă, întrucât conducerea Grupului poate contabiliza în mod incorect veniturile din activitatea de transport a energiei electrice datorită naturii tranzacțiilor de vânzare și a clauzelor contractuale privind data la care are loc transferul controlului asupra serviciilor prestate. În plus, veniturile reprezintă unul dintre cei mai importanți indicatori-cheie de performanță ai Grupului. Prezentările Grupului cu privire la venituri sunt incluse în Nota 22 la situațiile financiare.	Abordarea de audit pentru testarea veniturilor aferente activității de transport al energiei electrice a fost doar pe bază de proceduri de fond. Procedurile noastre de audit efectuate pentru a aborda riscul de denaturare semnificativă a recunoașterii veniturilor din transport au inclus următoarele: - Am evaluat politicile contabile ale Grupului cu privire la recunoașterea veniturilor; - Am confirmat pentru o selecție de clienți veniturile pentru 2025 pentru a evalua completitudinea tranzacțiilor realizate de Grup cu aceștia; - Am selectat un eșantion aleatoriu de venituri, pe care le-am comparat cu documentele justificative relevante pentru a asigura acuratețea și clasificarea tranzacțiilor înregistrate, validând și perioada financiară în care acestea trebuiau înregistrate în funcție de data la care s-a realizat transferul controlului asupra serviciilor prestate de Grup în calitate de vânzător, către client în calitate de cumpărător. - Am efectuat proceduri analitice care au constatat în analiza veniturilor comparând perioada curentă cu cea anterioară. - Am evaluat dacă informațiile prezentate în Notele explicative sunt corespunzătoare.

Alte informații

7. Administratorii sunt responsabili pentru întocmirea și prezentarea altor informații. Acele alte informații cuprind Raportul consolidat al administratorilor și Raportul de remunerare, dar nu cuprind situațiile financiare consolidate și raportul auditorului cu privire la acestea.

Opinia noastră cu privire la situațiile financiare consolidate nu acoperă și aceste alte informații și cu excepția cazului în care se menționează explicit în raportul nostru, nu exprimăm nici un fel de concluzie de asigurare cu privire la acestea.

În legătură cu auditul situațiilor financiare consolidate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, responsabilitatea noastră este să citim acele alte informații și, în acest demers, să apreciem dacă acele alte informații sunt semnificativ inconsecvente cu situațiile financiare consolidate, sau cu cunoștințele pe care noi le-am obținut în timpul auditului, sau dacă ele par a fi denaturate semnificativ.

Alte responsabilități de raportare cu privire la alte informații – Raportul consolidat al administratorilor

În ceea ce privește Raportul consolidat al administratorilor, am citit și raportăm dacă acesta a fost întocmit, în toate aspectele semnificative, în conformitate cu OMF 2844/2016, cu actualizările ulterioare.

În baza exclusiv a activităților care trebuie desfășurate în cursul auditului situațiilor financiare consolidate, în opinia noastră:

- a) Informațiile prezentate în Raportul consolidat al administratorilor pentru exercițiul financiar pentru care au fost întocmite situațiile financiare consolidate sunt în concordanță, în toate aspectele semnificative, cu situațiile financiare consolidate;
- b) Raportul consolidat al administratorilor a fost întocmit, în toate aspectele semnificative, în conformitate cu OMF 2844/2016, cu actualizările ulterioare.

În plus, în baza cunoștințelor și înțelegerii noastre cu privire la Grup și la mediul acestuia, dobândite în cursul auditului situațiilor financiare pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025, ni se cere să raportăm dacă am identificat denaturări semnificative în Raportul consolidat al administratorului/administratorilor. Nu avem nimic de raportat cu privire la acest aspect.

Alte responsabilități de raportare cu privire la alte informații – Raportul de remunerare

Cu privire la Raportul de remunerare, am citit Raportul de remunerare pentru a determina dacă acesta prezintă, sub toate aspectele semnificative, informațiile cerute de articolul 107, alin. (1) și (2) din Legea 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată. Nu avem nimic de raportat cu privire la acest aspect.

Responsabilitățile conducerii și ale persoanelor responsabile cu guvernanta pentru situațiile financiare consolidate

8. Conducerea este responsabilă pentru întocmirea și prezentarea fidelă a situațiilor financiare consolidate în conformitate cu OMF 2844/2016 și pentru acel control intern pe care conducerea îl consideră necesar pentru a permite întocmirea de situații financiare consolidate lipsite de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare.
9. În întocmirea situațiilor financiare consolidate, conducerea este responsabilă pentru aprecierea capacității Grupului de a-și continua activitatea, prezentând, dacă este cazul, aspectele referitoare la continuitatea activității și utilizând contabilitatea pe baza continuității activității, cu excepția cazului în care conducerea fie intenționează să lichideze Grupul sau să oprească operațiunile, fie nu are nicio altă alternativă realistă în afara acestora.
10. Persoanele responsabile cu guvernanta sunt responsabile pentru supravegherea procesului de raportare financiară al Grupului.

Responsabilitățile auditorului într-un audit al situațiilor financiare consolidate

11. Obiectivele noastre constau în obținerea unei asigurări rezonabile privind măsura în care situațiile financiare consolidate, în ansamblu, sunt lipsite de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, precum și în emiterea unui raport al auditorului care include opinia noastră. Asigurarea rezonabilă reprezintă un nivel ridicat de asigurare, dar nu este o garanție a faptului că un audit desfășurat în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit va detecta întotdeauna o denaturare semnificativă, dacă aceasta există. Denaturările pot fi cauzate fie de fraudă, fie de eroare și sunt considerate semnificative dacă se poate preconiza, în mod rezonabil, că acestea, individual sau cumulativ, vor influența deciziile economice ale utilizatorilor, luate în baza acestor situații financiare consolidate.
12. Ca parte a unui audit în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit, exercităm raționamentul profesional și menținem scepticismul profesional pe parcursul auditului. De asemenea:
 - Identificăm și evaluăm riscurile de denaturare semnificativă a situațiilor financiare consolidate, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, proiectăm și executăm proceduri de audit ca răspuns la respectivele riscuri și obținem probe de audit suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru opinia noastră. Riscul de nedetectare a unei denaturări semnificative cauzate de fraudă este mai ridicat decât cel de nedetectare a unei denaturări semnificative cauzate de eroare, deoarece fraudă poate presupune înțelegeri secrete, fals, omisiuni intenționate, declarații false și evitarea controlului intern.
 - Înțelegem controlul intern relevant pentru audit, în vederea proiectării de proceduri de audit adecvate circumstanțelor, dar fără a avea scopul de a exprima o opinie asupra eficacității controlului intern al Grupului.

- Evaluăm gradul de adecvare a politicilor contabile utilizate și caracterul rezonabil al estimărilor contabile și al prezentărilor aferente de informații realizate de către conducere.
 - Formulăm o concluzie cu privire la gradul de adecvare a utilizării de către conducere a contabilității pe baza continuității activității și determinăm, pe baza probelor de audit obținute, dacă există o incertitudine semnificativă cu privire la evenimente sau condiții care ar putea genera îndoieli semnificative privind capacitatea Grupului de a-și continua activitatea. În cazul în care concluzionăm că există o incertitudine semnificativă, trebuie să atragem atenția în raportul auditorului asupra prezentărilor aferente din situațiile financiare consolidate sau, în cazul în care aceste prezentări sunt neadecvate, să ne modificăm opinia. Concluziile noastre se bazează pe probele de audit obținute până la data raportului auditorului. Cu toate acestea, evenimente sau condiții viitoare pot determina Grupul să nu își mai desfășoare activitatea în baza principiului continuității activității.
 - Evaluăm prezentarea, structura și conținutul general al situațiilor financiare consolidate, inclusiv al prezentărilor de informații, și măsura în care situațiile financiare consolidate reflectă tranzacțiile și evenimentele de bază într-o manieră care realizează prezentarea fidelă.
 - Planificăm și efectuăm auditul Grupului pentru a obține probe de audit suficiente și adecvate cu privire la informațiile financiare ale entităților sau departamentelor din cadrul Grupului, ca bază pentru exprimarea unei opinii cu privire la situațiile financiare ale Grupului. Suntem responsabili pentru coordonarea, supravegherea și revizuirea activității de audit efectuate pentru auditul Grupului. Suntem singurii responsabili pentru opinia noastră de audit.
13. Am comunicat/Comunicăm persoanelor responsabile cu guvernanta, printre alte aspecte, aria planificată și programarea în timp a auditului, precum și principalele constatări ale auditului, inclusiv orice deficiențe semnificative ale controlului intern, pe care le identificăm pe parcursul auditului.
14. De asemenea, furnizăm persoanelor responsabile cu guvernanta o declarație că am respectat cerințele etice relevante privind independența și că le-am comunicat toate relațiile și alte aspecte despre care s-ar putea presupune, în mod rezonabil, că ne afectează independența și, acolo unde este cazul, acțiunile întreprinse pentru eliminarea riscurilor sau măsurile de protecție aplicate.
15. Dintre aspectele comunicate cu persoanele responsabile cu guvernanta, stabilim care sunt aspectele cele mai importante pentru auditul situațiilor financiare consolidate din perioada curentă și care reprezintă, prin urmare, aspecte cheie de audit. Descriem aceste aspecte în raportul auditorului, cu excepția cazului în care legile sau reglementările interzic prezentarea publică a aspectului sau a cazului în care, în circumstanțe extrem de rare, determinăm că un aspect nu ar trebui comunicat în raportul nostru deoarece se preconizează în mod rezonabil ca beneficiile interesului public să fie depășite de consecințele negative ale acestei comunicări.

Alte aspecte

16. Situațiile financiare ale Grupului pentru anul încheiat la 31 decembrie 2024 au fost auditate de un alt auditor care a emis o opinie nemodificată asupra respectivelor situații la 30 aprilie 2025.

Raport cu privire la alte dispoziții legale și de reglementare – Entități de interes public

17. Am fost numiți de Adunarea Generală a Acționarilor la data de 11 noiembrie 2025 să audităm situațiile financiare ale C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025. Durata totală neîntreruptă a angajamentului nostru este de un an, acoperind exercițiile financiare încheiate la 31 decembrie 2025.

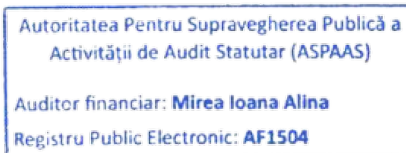
Confirmăm că:

- Opinia noastră de audit este în concordanță cu raportul suplimentar prezentat Comitetului de Audit al Grupului, pe care l-am emis la aceeași dată la care am emis și acest raport. De asemenea, în desfășurarea auditului nostru, ne-am păstrat independența față de entitatea auditată.
- Nu au fost furnizate serviciile non-audit interzise, menționate la articolul 5 alineatul (1) din Regulamentul UE nr. 537/2014.

Raport privind informațiile referitoare la impozitul pe profit

18. Pentru exercițiul financiar anterior exercițiului financiar pentru care au fost întocmite situațiile financiare, Grupul nu a avut obligația, conform OMF 2844/2016, punctele 60² - 60⁶, de a publica un raport privind informațiile referitoare la impozitul pe profit.

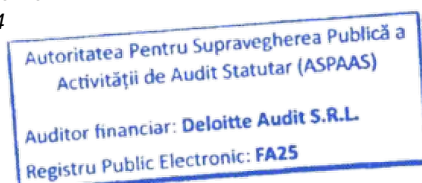
Alina Mirea, Partener de audit



Înregistrată în Registrul public electronic al auditorilor financiari și firmelor de audit cu numărul AF 1504

În numele:

DELOITTE AUDIT S.R.L.



Înregistrată în Registrul public electronic al auditorilor financiari și firmelor de audit cu numărul FA 25

Clădirea The Mark, Calea Griviței nr. 84-98 și 100-102, etajul 9, Sector 1
București, România
23 martie 2026

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Societate administrată în sistem dualist

**Situații Financiare Consolidate
la data și pentru exercițiul financiar încheiat la
31 decembrie 2025**

**Întocmite în conformitate cu
Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016**

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚII FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025

CUPRINS

Situația consolidată a poziției financiare	3
Situația consolidată a contului de profit și pierdere	5
Situația consolidată a rezultatului global	6
Situația consolidată a modificărilor capitalurilor proprii	7
Situația consolidată a fluxurilor de trezorerie	9
Note explicative la situațiile financiare consolidate	11
1. Descrierea activității și informații generale	11
2. Bazele întocmirii	25
3. Politici contabile	27
4. Determinarea valorii juste	42
5. Imobilizări corporale	43
6. Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	47
7. Imobilizări necorporale	49
8. Imobilizări financiare	50
9. Stocuri	52
10. Creanțe comerciale și alte creanțe	53
11. Numerar și echivalente de numerar	57
12. Alte active financiare	58
13. Capitaluri proprii	58
14. Venituri în avans	60
15. Împrumuturi	61
16. Obligații privind beneficiile angajaților	64
17. Datorii comerciale și alte datorii	68
18. Provizioane	70
19. Impozitul pe profit	71
20. Rezultatul pe acțiune	74
21. Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	74
22. Venituri din exploatare	74
23. Cheltuieli pentru operarea sistemului și piața de echilibrare	78
24. Amortizare	81
25. Cheltuieli cu personalul	81
26. Alte cheltuieli din exploatare	82
27. Alte câștiguri sau pierderi	83
28. Rezultat financiar net	83
29. Cadrul legislativ fiscal	84
30. Angajamente și contingente	84
31. Părți afiliate	92
32. Salarizarea conducerii	93
33. Interese minoritare	94
34. Instrumente financiare	94
35. Onorarii percepute de fiecare auditor statutar sau firmă de audit	100
36. Obiective de mediu	100
37. Evenimente ulterioare	101

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	5	6.414.639	5.915.254
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	6	6.958	8.150
Imobilizări necorporale	7	259.223	313.147
Titluri puse în echivalență	8	3.372	-
Imobilizări financiare	8	40.309	40.833
Total active imobilizate		6.724.502	6.277.384
Active circulante			
Stocuri	9	60.662	58.144
Creanțe comerciale și alte creanțe	10	3.371.004	3.782.840
Impozit pe profit de recuperat		12.181	-
Numerar și echivalente de numerar	11	761.192	707.174
Total active circulante		4.205.038	4.548.158
Total active		10.929.540	10.825.542
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social		733.031	733.031
Prima de emisiune		50.222	49.843
Rezerve legale		146.606	146.606
Rezerve din reevaluare		1.496.393	1.596.896
Alte rezerve		299.170	256.747
Rezultatul reportat		3.346.732	3.123.993
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	13	6.072.155	5.907.116
Interese minoritare	33	-	-
Total capitaluri proprii		6.072.155	5.907.116
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	14	831.220	538.015
Împrumuturi pe termen lung	15	1.471	7.918
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing termen lung	17	3.181	1.604
Datorii privind impozitele amânate	19	225.152	257.169
Obligații privind beneficiile angajaților	16	83.979	116.159
Alte datorii pe termen lung		-	5.613
Total datorii pe termen lung		1.145.002	926.478

	Nota	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	17	3.424.075	3.855.244
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing termen scurt	17	3.629	7.328
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	21	22.585	25.537
Împrumuturi pe termen scurt	15	184.354	32.641
Provizioane	18	38.399	35.953
Venituri în avans pe termen scurt	14	24.041	22.232
Impozit pe profit de plată		-	13.013
Obligații privind beneficiile angajaților	16	15.299	-
Total datorii curente		3.712.383	3.991.948
Total datorii		4.857.385	4.918.426
Total capitaluri proprii și datorii		10.929.540	10.825.542

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

	Nota	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Venituri din exploatare	22		
Venituri din serviciul de transport		2.263.255	2.024.457
Venituri din servicii de sistem		573.786	633.277
Venituri privind piața de echilibrare		2.676.211	4.965.724
Alte venituri		102.172	280.518
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	23	(640.831)	(715.613)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	23	(2.676.254)	(4.965.535)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	23	(705.985)	(523.611)
Amortizare	24	(402.522)	(371.792)
Cheltuieli cu personalul	25	(541.951)	(489.463)
Reparații și mentenanță		(81.894)	(66.410)
Cheltuieli cu materiale și consumabile		(39.692)	(23.014)
Alte cheltuieli din exploatare	26	(195.466)	(173.302)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	10	(6.452)	-
Alte câștiguri sau pierderi	27	3.848	-
Rezultat din exploatare		328.225	575.235
Venituri financiare		35.091	26.879
Cheltuieli financiare		(10.872)	(17.204)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor		(378)	-
Rezultat financiar net	28	23.841	9.675
Rezultat înainte de impozitul pe profit		352.066	584.910
Impozit pe profit	19	12.433	(4.802)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue		364.499	580.108
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:			
Acționarilor Companiei		364.499	580.108
Intereselor care nu controlează		-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)*	20	4,97	7,91

*Rezultatul diluat este egal cu cel de bază, întrucât Grupul nu deține instrumente care ar putea fi convertite în acțiuni ordinare.

	Nota	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Rezultatul exercițiului		364.499	580.108
Alte elemente ale rezultatului global			
Elemente care nu vor fi reclasificate în contul de profit și pierdere, din care:			
- Efectele impozitării aferente rezervei din reevaluare	5	(787)	(6.014)
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	13	18.050	-
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate	16	21.911	(414)
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)		39.174	(6.428)
Rezultatul global total		403.672	573.680
Atribuibil:			
Acționarilor Companiei		403.672	573.680
Intereselor care nu controlează		-	-

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
 Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
 Manager Departament Bugetare și Raportare
 Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Capital Social	Prima de capital	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	733.031	49.843	146.606	1.596.896	256.747	3.123.993	5.907.116	-	5.907.116
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	364.499	364.499	-	364.499
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	21.911	21.911	-	21.911
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	18.050	-	-	18.050	-	18.050
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	(787)	-	-	(787)	-	(787)
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	17.263	-	21.911	39.174	-	39.174
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	17.263	-	386.410	403.672	-	403.672
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(117.767)	-	117.767	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	379	-	-	-	(2.152)	(1.772)	-	(1.772)
Total alte elemente	-	379	-	(117.767)	-	115.615	(1.772)	-	(1.772)
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	42.423	-	42.423	-	42.423
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividende (Nota 13)	-	-	-	-	-	(279.285)	(279.285)	-	(279.285)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	-	42.423	(279.285)	(236.862)	-	(236.862)
Sold la 31 decembrie 2025	733.031	50.222	146.606	1.496.393	299.170	3.346.732	6.072.155	-	6.072.155

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRIILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Capital Social	Prima de emisiune	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	733.031	49.843	146.606	1.738.703	195.751	2.431.200	5.295.134	-	5.295.134
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	580.108	580.108	-	580.108
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	(414)	(414)	-	(414)
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	(6.014)	-	-	(6.014)	-	(6.014)
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(6.014)	-	(414)	(6.428)	-	(6.428)
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	(6.014)	-	579.694	573.680	-	573.680
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(135.761)	-	135.761	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	(2.137)	(2.137)	-	(2.137)
Total alte elemente	-	-	-	(135.761)	-	133.624	(2.137)	-	(2.137)
Derecunoașterea imobilizărilor de natura patrimoniului public prin înregistrarea HG nr. 615, 682 și 683 din 2019 prin care s-a modificat inventarul bunurilor din domeniul public	-	-	-	(31)	-	-	(31)	-	(31)
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	60.996	-	60.996	-	60.996
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividende	-	-	-	-	-	(20.525)	(20.525)	-	(20.525)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	(31)	60.996	(20.525)	40.440	-	40.440
Sold la 31 decembrie 2024	733.031	49.843	146.606	1.596.896	256.747	3.123.993	5.907.116	-	5.907.116

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profit/Pierdere netă		364.499	580.108
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul de profit		(12.433)	4.802
Cheltuieli cu amortizarea (inclusiv CPT suplimentar)		402.522	371.792
Venituri din producția de imobilizări necorporale CPT suplimentar		(924)	(102.020)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale		2.598	34
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale		(1.579)	(6.968)
Pierderi din debitori diverși		4.607	9.308
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși		934	(13.428)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor		3.337	(1.480)
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net		2.575	2.080
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale		(7.227)	9
Cheltuieli/Venituri privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net		822	(20.612)
Cheltuieli financiare nete privind ajustările pentru pierderea de valoare a imobilizărilor		1.775	389
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din dif de curs valutar		(24.300)	(11.362)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant		737.206	812.652
Modificări în:			
Stocuri		(5.815)	6.923
Clienți și conturi asimilate		410.379	(1.655.313)
Datorii comerciale și alte datorii		(521.898)	1.683.048
Titluri puse în echivalență	8	378	-
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale		(2.951)	(510)
Venituri în avans		308.333	43.495
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		925.632	890.295
Dobânzi plătite		(2.545)	(2.759)
Impozit pe profit plătit		(44.488)	(32.150)
Numerar net generat din activitatea de exploatare		878.599	855.386
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale		(746.494)	(687.111)
Titluri de participare deținute la GECCO Power Company		(3.750)	-
Încasări din finanțare nerambursabilă CE		29.104	42.494
Dobânzi încasate		6.604	7.008
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale		5.733	3.374
Dividende încasate		23.118	15.761
Numerar net utilizat în activitatea de investiții		(685.685)	(618.474)

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Fluxuri de trezorerie utilizate in activitatea de finantare			
Rambursări împrumuturi pe termen lung	15	(24.239)	(23.978)
Utilizare linie de credit Smart si Teletrans	15	-	1.281
Plăți leasing	6	(12.379)	(12.247)
Dividende plătite	13	(279.699)	(21.694)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		(316.317)	(56.638)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie		707.174	526.900
Diminuarea/ Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar		(123.403)	180.274
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei		583.771	707.174

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

1. Descrierea activității și informații generale

Principala activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania”) și a societăților care intra în perimetrul de consolidare (denumite împreună cu Compania, „Grup”) constă în: prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, operator al pieței de echilibrare, administrator al schemei de sprijin de tip bonus, alte activități conexe. Aceste activități se desfășoară în conformitate cu prevederile licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1793/26.08.2025 (până la data de 22.12.2025), și începând cu data de 23.12.2025, în baza licenței nr. 2706/2025 emisă de ANRE, cu modificările și completările ulterioare și a certificării finale a Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății („ownership unbundling”) prin Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015.

Adresa sediului social este: Strada Olteni nr. 2 – 4 sector 3, București, România. În prezent, activitatea executivului Companiei se desfășoară în cadrul sediului social din Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Situațiile financiare consolidate la 31 decembrie 2025 ale Grupului întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016, sunt disponibile la sediul social al Companiei situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Începând cu anul 2006, acțiunile Companiei sunt tranzacționate pe Bursa de Valori București sub simbolul TEL.

În conformitate cu Hotărârea Adunării Generale Extraordinară a Acționarilor din data de 18 iulie 2012, Compania a trecut de la sistemul de administrare unitar la sistemul de administrare dualist pentru a realiza separarea clară a activității de management de activitatea de control. Astfel, Compania este administrată de un Directorat, sub supravegherea unui Consiliu de Supraveghere.

Înființarea Companiei

În conformitate cu Hotărârea Guvernului („HG”) nr. 627 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate - SA („Entitatea predecesoare”), emisă în data de 31 iulie 2000 de către Guvernul României, aceasta a fost divizată în patru entități nou create („Entitățile succesoare”). Acționarul unic al Entităților succesoare a fost Statul Român, prin intermediul Ministerului Economiei („ME”). În urma acestei reorganizări, a fost înființată CNTEE Transelectrica SA, ca societate pe acțiuni și cu principal obiect de activitate transportul, dispecerizarea energiei electrice, organizarea și administrarea pieței de energie electrică.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

După cum este prezentat în Nota 13, acționarii CNTEE Transelectrica SA la 31 decembrie 2025 sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), Fondul de pensii administrat privat NN cu un număr de 4.007.688 acțiuni (5,47%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 16.839.437 acțiuni (22,97%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.682.141 acțiuni (6,38%).

Prezentele Situații Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 30 decembrie 2025, cuprind informațiile financiare ale Societății mamă și ale societăților consolidate Smart SA și Teletrans SA, dar și ale societății controlate în comun GECO Power Company.

STRUCTURA GRUPULUI

Companiile care intră în perimetrul de consolidare precum și procentul participațiilor deținute de Companie sunt prezentate în continuare:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Entitatea	Țara de origine	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Metoda de consolidare
		% participație	% participație	
SMART SA	România	100%	100%	Integrării globale
TELETRANS SA	România	100%	100%	Integrării globale
GECO POWER COMPANY	România	25%	0%	Punere în echivalență

SMART SA

Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART” SA a fost înființată în anul 2001, prin HG nr.710/19.07.2001 prin reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica.

Adresa sediului social este în B-dul Magheru nr. 33 sector 1 București și sediul central este la punctul de lucru B-dul Gheorghe Șincai nr. 3, Clădirea “Formenerg”, et.1, sector 4 București.

Societatea are ca activitate principală efectuarea de revizii și reparații la aparatură și echipamente primare din rețelele electrice (astfel încât instalațiile RET să funcționeze în condiții sigure la nivelul de performanță cerut prin licență), remedierea incidentelor la instalații electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, servicii energetice pentru sistemul energetic și microproducție de echipamente electrice. Societatea are 8 sucursale fără personalitate juridică.

Misiunea pentru care SMART SA a fost înființată a fost și rămâne în continuare, cea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Rețelei Electrice de Transport (RET) plecând de la obiectivul primordial al Transelectrica: acela de a asigura transportul de energie electrică în rețeaua națională de transport în condiții de siguranță și stabilitate.

Societatea oferă servicii profesionale la un nivel de performanță ridicat, respectiv, mentenanță, reparații, expertizări, consultanță pentru:

- Aparataj și echipamente de joasă, medie, înaltă și foarte înaltă tensiune – pana la 750kV inclusiv,
- Echipamente și circuite de protecții, automatizări, măsură, comandă – control,
- Transformatoare și autotransformatoare de toate puterile și toate tensiunile,
- Linii electrice aeriene și în cablu de toate nivelele de tensiune.

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2025 este de 38.529, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele societății SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS SA

TELETRANS SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinului Ministerului Industriei și Comerțului nr. 3098 și nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeași timp, societatea are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piața liberalizată de comunicații din România.

Adresa sediului social este în B-dul Hristo-Botev, nr. 16 – 18, sector 3, București și sediul central este la punctul de lucru din strada Str. Stelea Spătarul nr. 12, sector 3, București.

Societatea are un înalt nivel de competență în domenii cu un caracter profund de unicitate privind managementul sistemelor și proceselor din industria energiei.

În baza Statutului și a actelor normative aplicabile, Teletrans deține certificatul ANCOM de furnizor de rețele sau de servicii de comunicații electronice din anul 2002 (O.U.G. nr. 679/2002), prin care beneficiază de dreptul de a furniza următoarele servicii de comunicații electronice:

- Rețele publice de comunicații electronice (începând cu data de 11.11.2004);
- Servicii de comunicații electronice destinate publicului: (i) Servicii de linii închiriate și (ii) Servicii de comunicații electronice, altele decât telefonie și linii închiriate (începând cu data 01.07.2003);

- Rețele și servicii private de comunicații electronice (începând cu data de 15.01.2003).
- De asemenea, personalul TELETRANS beneficiază de certificări cu relevanță în operarea și administrarea sistemelor IT&C dedicate infrastructurilor critice.

TELETRANS utilizează o rețea de fibră optică construită într-o tehnologie fiabilă OPGW, cu puncte de acces în 110 localități, precum și legături transfrontaliere cu Ungaria, Bulgaria și Serbia și asigură servicii de integrare în sistemul EMS/SCADA pentru producătorii de energie din surse regenerabile și noile sisteme de comandă-control din stații rețehnologizate.

Serviciile furnizate de Teletrans au fost în principal servicii de IT/Tc către Transelectrica, servicii de mentenanță a sistemului de contorizare locală la nivelul stațiilor electrice ale Companiei, servicii de mentenanță a sistemului de telecontorizare aferent pieței angro de energie electrică și servicii de telecomunicații prin comercializarea excedentului de capacități existente în infrastructura de comunicații de fibră optică.

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită. Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către Formenerg. Societatea Formenerg detinută 100% de Transelectrica la 31.12.2024 nu a fost consolidată așa cum este menționat în Nota 3 a (i).

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2025 este de 6.978, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele societății Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

GECO POWER COMPANY

Societatea înființată la data de 31 Ianuarie 2025 conform Certificatului de înregistrare emis de ONRC, este o persoană juridică română, constituită în formă de societate cu răspundere limitată.

Societatea a fost înființată în concordanță cu:

- Hotărârea nr.4 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 12 august 2024 prin care Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei a aprobat participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei, cu excepția obiectului principal de activitate care va fi „Activități ale holdingurilor” activitate codificată CAEN 642, respectiv 6420,
- Memorandumul de înțelegere prin care Părțile convin să depună eforturile necesare pentru a întreprinde demersurile privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture, cu sediul în România, între Transelectrica, AzerEnerji JSC, Georgian State Electrosystem și MVM Zrt., semnat în data de 27 mai 2024 la București,
- Memorandumul de înțelegere între ministerele de resort din România, Republica Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria privind cooperarea în domeniul energiei verzi, semnat în data de 21.11.2023 la Budapesta (Ungaria),
- Memorandumul de înțelegere privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture între entitățile relevante ale guvernelor Republicii Azerbaidjan, Georgorgiei, României și Ungariei semnat în data de 25.07.2023 la București, prin care Transelectrica este desemnată parte relevantă pentru România,
- Acordul din 17 decembrie 2022 între guvernele Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei privind Parteneriatul strategic în domeniul dezvoltării și transportului energiei verzi, luând în considerare inițiativa comună a Georgiei și a României pentru dezvoltarea și implementarea proiectului cablului submarin în Marea Neagră și studiul de fezabilitate în derulare pentru acest proiect care a început la 11 aprilie 2022, inițiat de Georgia la care s-a alăturat România și Republica Azerbaidjan,

Adresa sediului social este în România, București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306, obiectul de activitate fiind Activități ale holdingurilor.

Capitalul social subscris și vărsat al societății este de 15 mil lei, fiind împărțit într-un număr de 1.500.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială.

Capitalul social este detinut de către asociați astfel:

- „AZERENERJI” Open Joint Stock Company, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- JSC Georgian State Electrosystem, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- MVM Energy Private Limited Liability Company aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA , aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%.

Misiunea Grupului

Misiunea Grupului este asigurarea funcționării Sistemului Energetic Național (SEN) în condiții de maxima siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate, realizând astfel infrastructura pieței naționale de electricitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrica de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistantă pentru toți participanții la piață.

Alte informații legate de activitatea Grupului

Participarea Operatorilor de Transport și de Sistem (OTS) din Europa în cadrul ENTSO-E este reglementată prin legislația europeană în vigoare (Regulamentul 943/2019 privind piața internă de energie electrică (reformare a Regulamentului 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică): *„Toți operatorii de transport și de sistem cooperează la nivel comunitar prin intermediul ENTSO-E de energie electrică, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului interzonal, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică.”*

Calitatea de membru în ENTSO-E a Companiei reprezintă o condiție esențială pentru accesul la procesul decizional privind strategia și legislația europeană în domeniu și pentru apărarea și susținerea intereselor Companiei în cadrul activităților/proiectelor derulate la nivelul asociației și a Comisiei Europene.

ENTSO-E a fost creat în anul 2009, ca o asociație non-profit cu sediul la Bruxelles, prin unificarea asociațiilor OTS-urilor europene organizate conform regiunilor interconectate sincron (UCTE, ETSO, BALTSO, NORDEL, UKTSOA, ATSOI). Din octombrie 2004, Transelectrica a devenit partener al companiilor de transport al energiei electrice din întreaga Europă, ca membru al asociațiilor UCTE, ETSO și din 2009 este membru ENTSO-E, sistemul electroenergetic românesc făcând parte din Grupul Regional Europa Continentală.

Transelectrica SA este membră afiliată la următoarele organisme internaționale:

- ENTSO – E - Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energia Electrică;
- CIGRE - Consiliul Internațional al marilor rețele electrice de înaltă tensiune;
- LWA - Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune;
- WEC - Consiliul Mondial al Energiei.

CNTEE Transelectrica SA are obligația de a asigura capacitatea pe termen lung a sistemului de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică, să exploateze, să întrețină și să dezvolte în condiții economice un sistem de transport sigur, fiabil și eficient, care să respecte mediul înconjurător, în strânsă cooperare cu operatorii de transport și de sistem învecinați și cu operatorii de distribuție, îndeplinind prevederile Directivei UE 2019/944, art. 40.

Anul a început cu reconfirmarea de către Moody's, în data de 17 ianuarie 2025, a calificativului Baa3 cu perspectivă stabilă, evaluarea de bază a creditului (BCA) fiind menținută la nivelul ba1. Această analiză a evidențiat profilul de risc scăzut, susținut de poziția de monopol natural a Companiei și de menținerea unor indicatori financiari echilibrați.

Ulterior, în data de 18 martie 2025, agenția a aliniat perspectiva ratingului Transelectrica cu cea a ratingului suveran al României, aceasta devenind „negativă”, în timp ce ratingul de emitent **(Baa3) și BCA (ba1)** au rămas neschimbate.

La data de 31 decembrie 2025, profilul de credit al CNTEE Transelectrica SA își menține soliditatea, fiind confirmat în categoria investment-grade **(Baa3)** pentru al patrulea an consecutiv. Evoluția din acest exercițiu financiar reflectă corelarea dintre stabilitatea operațională a Companiei și dinamica contextului macroeconomic actual.

Dinamica ascendentă a titlurilor Transelectrica, susținută de un nivel prudent de îndatorare, subliniază soliditatea profilului investițional, investitorii acordând prioritate indicatorilor de bonitate internă în raport cu fluctuațiile contextului macroeconomic extern.

Mediul legislativ

Activitatea în sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (“ANRE”), instituție publică autonomă, care are ca obiect de activitate: elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, termice și gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor.

ANRE are ca principale atribuții și competențe în sectorul energiei electrice și energiei termice produse în cogenerare, următoarele: acordă, suspendă sau retrage autorizațiile și licențele, elaborează și aprobă metodologiile de calcul al tarifelor și prețurilor reglementate, aprobă tarife și prețuri reglementate, stabilește contractele-cadru, aprobă reglementări tehnice și comerciale etc.

ANRE stabilește tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciile de sistem. Prin urmare, deciziile luate de către ANRE pot avea efecte semnificative asupra activității Companiei.

Activitatea operațională a Companiei se desfășoară, astfel:

- până la data de 22.12.2025, în baza licenței nr. 161/2000 pentru transportul energiei electrice și furnizarea serviciului de sistem emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1793/26.08.2025,
- începând cu data de 23.12.2025, în baza licenței nr. 2706/2025 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, precum și a serviciilor de echilibrare a sistemului, și a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare.

Având în vedere faptul că activitatea și veniturile Companiei sunt reglementate de ANRE, cele mai importante riscuri legate de acest aspect sunt următoarele:

- cadrul de reglementare este supus permanent schimbărilor, ceea ce poate afecta performanțele Companiei;
- deciziile ANRE cu privire la adoptarea tarifelor viitoare pot afecta activitățile Companiei.

Certificarea finală a Transelectrica în calitate de OTS al SEN, conform modelului de separare a proprietății

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) a aprobat prin Ordinul nr. 164/07.12.2015 certificarea Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății (“*ownership unbundling*”).

Modelul de separare a dreptului de proprietate a devenit disponibil pentru Companie în temeiul Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale care transpune Directiva 2009/72/CE.

Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015 însoțit de Avizul Comisiei Europene cu numărul C (2015) 7053 final/12.10.2015, ca parte integrantă a Ordinului, a fost publicat în Monitorul Oficial nr. 908/08.12.2015 și împreună cu Referatul de aprobare al acestuia se comunică de către ANRE Comisiei Europene.

Prin acest ordin se pun în aplicare prevederile legislației Uniunii Europene și a celei naționale cu privire la certificarea operatorului de transport și de sistem.

Notificarea privind certificarea a fost transmisă Uniunii Europene, care a publicat-o în Jurnalul UE în data de 08.01.2016, în conformitate cu Art.10 alin. (2) din Directiva 2009/72/CE.

Tariful pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

Activitatea de transport al energiei electrice reprezintă o activitate de interes public, cu caracter de monopol natural, autorizată și monitorizată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

Tarifele aferente serviciilor de transport și de sistem sunt stabilite și aprobate de ANRE în baza metodologiilor specifice, care constituie cadrul de calcul al tarifelor. (a se vedea Nota 28, litera f).

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice se bazează pe principiul „venit plafon” (revenue cap), în cadrul căruia **venitul total permis** este determinat pe baza costurilor reglementate recunoscute de ANRE. Baza de costuri include:

- **costuri operaționale** (OPEX controlabil și necontrolabil),
- **costuri de capital** (investiții, amortizare reglementată, rentabilitatea capitalului investit).

Modelul urmărește asigurarea operării eficiente a rețelei de transport, menținerea viabilității financiare a operatorului și remunerarea adecvată a capitalului investit. Acesta include mecanisme de stimulare a eficienței operaționale, precum și un cadru de rentabilitate bazat pe **Baza Activelor Reglementate (BAR)** și pe **rata reglementată a rentabilității (RRR)**, determinată conform costului mediu ponderat al capitalului (WACC).

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (5 ani), pe durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor. Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

La începutul fiecărei perioade de reglementare, ANRE stabilește **venitul țintă inițial anual**, determinat prin însumarea costurilor reglementate recunoscute și a rentabilității reglementate aferente bazei activelor reglementate. În structura costurilor reglementate sunt incluse atât costuri operaționale, cât și costuri de capital, însă anumite categorii de cheltuieli sunt supuse unor cerințe de eficiență care limitează nivelul recuperabil prin tariful reglementat (de exemplu, cheltuielile de operare și mentenanță controlabile și costurile cu consumul propriu tehnologic).

Seria de venituri țintă anuale aferente unei perioade de reglementare este ulterior reprofilată printr-o procedură de liniarizare, cu scopul de a evita variații semnificative ale veniturilor reglementate de la un an tarifar la altul. Liniarizarea contribuie la stabilitatea tarifelor și la predictibilitatea fluxurilor de numerar, prin distribuirea uniformă a veniturilor permise pe întreaga perioadă de reglementare. Venitul astfel reprofilat este ajustat anual cu indicele prețurilor de consum, pentru a reflecta evoluția costurilor economice.

În cadrul unei perioade de reglementare, tarifele sunt revizuite anual și rămân valabile pentru perioade de 12 luni. Diferențele dintre valorile prognozate și cele efective ale parametrilor utilizați la calculul tarifului sunt regularizate prin **corecții ex-post**, aplicate în anii tarifari următori sau la începutul perioadei de reglementare următoare.

Pentru anumite categorii de costuri, ce se află sub incidența unor plafonări, depășirea nivelului prognozat al respectivelor costuri nu este compensată. De asemenea, în cazul anumitor componente de cost, economiile realizate sunt parțial reținute de Transelectrica.

Setul de parametri de calcul este aprobat de ANRE și include:

- **Costuri operaționale:** OPEX controlabil (supus factorilor de eficiență), costuri necontrolabile, consumul propriu tehnologic (CPT), congestii interne, costuri și venituri aferente mecanismului ENTSO-E (ITC);
- **Costuri de capital:** investițiile planificate în rețea, Baza Activelor Reglementate (BAR), amortizarea reglementată, rentabilitatea capitalului investit ($RRR \times BAR$);
- Cantitatea de energie electrică tarifabilă, prețul energiei reactive.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie activă introduse sau extrase din

rețelele electrice publice, cu excepția importurilor și exporturilor. Transelectrica percepe:

- **TG** – tariful pentru introducerea energiei în rețea,
- **TL** – tariful pentru extragerea energiei din rețea.

TG nu se aplică energiei produse de centrale cu putere instalată ≤ 5 MW și nici energiei importate. TL nu se aplică energiei exportate.

Anul 2025 este primul an din seria de cinci ani consecutivi care formează perioada a V-a de reglementare tarifară multianuală pentru activitatea de transport al energiei electrice (1 ianuarie 2025 – 31 decembrie 2029).

Coordonatele principale ale perioadei a V-a de reglementare sunt stabilite de ANRE în baza cadrului de reglementare specific, respectiv metodologia de stabilire a tarifului pentru activitatea de transport al energiei electrice, aprobată prin *Ordinul ANRE nr. 68/2024* cu modificările și completările ulterioare.

Comparativ cu perioada a IV-a de reglementare (1 ianuarie 2020 – 31 decembrie 2024), cadrul aplicabil perioadei a V-a (2025–2029), stabilit prin *Ordinul ANRE nr. 68/2024*, menține principiile fundamentale de reglementare de tip „venit plafon”, structura venitului reglementat și modul de formare a acestuia, recuperarea costurilor de operare, recuperarea și remunerarea capitalului investit în active reglementate, natura elementelor stimulative, modul de colectare a venitului reglementat și mecanismele de eficiență.

Principalele elemente de noutate introduse prin Ordinul ANRE nr. 68/2024

- **Stimulente investiționale specifice:**
 - ✓ +1 pp la RRR pentru investițiile realizate din surse proprii care depășesc valoarea minimă obligatorie anuală.
 - ✓ +0,5 pp la RRR pentru mijloace fixe aferente proiectelor cofinanțate din fonduri europene nerambursabile, puse în funcțiune în perioada 2025–2029.
- **Mecanism de performanță (KPI):**
 - ✓ ajustarea RRR cu $\pm 0,5$ pp în funcție de performanța anuală a OTS privind dezvoltarea rețelei inteligente, eficiența energetică și integrarea surselor regenerabile;
 - ✓ nivelurile de bază ale RRR sunt 6,94% pentru active de rețea și 4,94% pentru active non-rețea.
- **Tratament diferențiat pentru anumite active:**
 - ✓ pentru clădiri administrative și dotări puse în funcțiune după 1 ianuarie 2025, RRR se diminuează cu 2 pp.

Aceste modificări urmăresc creșterea disciplinei investiționale și corelarea mai strânsă între costuri, performanță și nivelul tarifelor.

Începând cu data de 1 aprilie 2025, cadrul legislativ privind plafonarea prețurilor la energie electrică încetează să mai fie aplicabil, ceea ce conduce la eliminarea mecanismelor excepționale de intervenție asupra prețurilor pe piețele angro și, implicit, asupra costurilor cu consumul propriu tehnologic recunoscute în tarife. În noul context, costurile cu energia pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport vor fi recunoscute și recuperate în cadrul mecanismului standard de reglementare aferent perioadei a V-a de reglementare, în conformitate cu metodologia aprobată prin *Ordinul ANRE nr. 68/2024*, cu menținerea principiilor de prudență, eficiență și sustenabilitate financiară pentru operatorul de transport și de sistem.

Serviciile de sistem (SS) reprezintă ansamblul de servicii tehnice necesare pentru menținerea siguranței în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), echilibrarea permanentă între producție și consum și menținerea parametrilor de calitate ai energiei electrice. Aceste servicii sunt achiziționate de operatorul de transport și de sistem (OTS) de la producătorii de energie electrică și sunt furnizate utilizatorilor SEN.

Tariful SS este stabilit și aprobat de ANRE în baza Metodologiei aprobate prin *Ordinul ANRE nr. 116/2022*. Metodologia are la bază un mecanism care acoperă integral costurile justificate ale OTS cu achiziția și gestionarea serviciilor tehnologice de sistem, fără a genera profit suplimentar pentru operator.

Tariful SS include:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- costurile prognozate cu achiziția serviciilor de sistem (rezerve pentru reglajul frecvență-putere activă, reglajul tensiune-putere reactivă, servicii de apărare și restaurare),
- corecții ex-post pentru diferențele dintre costurile prognozate și cele efective,
- ajustări pentru variația volumului de energie electrică tarifabilă.

Tariful SS se aplică tuturor cantităților de energie electrică extrase din rețelele electrice publice și este facturat furnizorilor și consumatorilor finali. Veniturile aferente acestui tarif sunt destinate exclusiv acoperirii costurilor cu achiziția și furnizarea SS, iar eventualele diferențe față de costurile recunoscute sunt regularizate în anii următori.

Baza activelor reglementate ("BAR")

Determinarea tarifului de transport are la bază, printre altele, baza activelor reglementate. Baza activelor reglementate include valoarea netă a activelor corporale și necorporale corespunzătoare patrimoniului privat al Companiei și valoarea netă a activelor aparținând domeniului public al statului finanțate integral din surse proprii, recunoscute de ANRE și utilizate în prestarea serviciului de transport al energiei electrice.

În anul 2025, rata reglementată a rentabilității activelor pentru activitatea de transport al energiei electrice, exprimată în termeni reali înainte de impozitare, a avut următoarele valori:

- 6,94% valoare stabilită în reglementările ANRE și aplicată în intervalul 01 ianuarie 2025 - 31 decembrie 2025.

Față de valoarea de bază a RRR de 6,94% stabilită pentru a cincea perioadă de reglementare, precizăm că reglementările ANRE în vigoare prevăd variații specifice în funcție de natura activelor și sursa de finanțare: un stimulente de 0,5 puncte procentuale peste rata de bază (total 7,44%) aplicabil cotei de cofinanțare pentru investițiile realizate prin fonduri nerambursabile, respectiv o diminuare de 2 puncte procentuale (total 4,94%) pentru activele de tip dotări, conform metodologiei de calcul a Bazei Activelor Reglementate..

La începutul anului 2025, valoarea BAR aferentă activității de transport al energiei electrice, stabilită de ANRE în baza investițiilor realizate de CNTEE Transelectrica SA în a patra de reglementare - este de cca. 3.397 milioane lei, valoarea aceasta cuprinzând reevaluarea mijloacelor fixe de la 31 decembrie 2023, acceptată de către ANRE în suma de aprox 850 mil lei. Prin investiții realizate se înțelege investiții finalizate, respectiv obiective puse în funcțiune și înregistrate ca active imobilizate în evidențele contabile ale Companiei.

Volumul total de investiții aprobat pentru perioada a cincea de reglementare este de cca. 2.973 milioane lei. Din acest volum total, s-a prognozat că o parte în cuantum de cca. 1.454 milioane lei reprezentând cca. 49% din volumul investițional total aprobat va fi finanțată din fonduri europene nerambursabile și din veniturile obținute de Transelectrica din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră. Astfel, în programarea Bazei Activelor Reglementate pentru perioada a cincea de reglementare a fost inclus un volum de 1.519 milioane lei reprezentând cca. 51% din volumul investițional total aprobat, respectiv partea din volumul investițional total aprobat care se estimează că nu va fi finanțată din sursele nerambursabile menționate mai sus.

Includerea Transelectrica în indicii bursieri locali si internaționali

Acțiunile emise de Transelectrica sunt tranzacționate din data de 29.08.2006 pe piața reglementată, administrată de BVB, la categoria I, sub simbolul TEL. Începând cu data de 05.01.2015, Compania este încadrată în categoria Premium a pieței reglementate administrate de BVB.

Acțiunile Transelectrica fac parte din indicele BET, indice care reflectă evoluția celor mai tranzacționate 20 companii de pe Piața Reglementată a BVB, exclusiv societățile de investiții financiare (SIF-uri).

Transelectrica este inclusă, de asemenea, în indicii bursieri locali BET | BET-TR | BET-TRN | BET-XT | BET-XT-TR | BET-XT-TRN | BETPlus | BET-EF | BET-NG | BET-BK.

Bursa de Valori București a lansat în data de 29 iulie 2024, un nou indice, Bucharest Exchange Trading Energy, Utilities and Financials (BET-EF), dedicat celor mai bine reprezentate sectoare de activitate din piața de capital, energie, utilități și financiar (cu excepția fondurilor de investiții) din care face parte și Transelectrica.

Pe plan internațional, potrivit anunțului MSCI din luna august 2023, acțiunile TEL au fost promovate în cadrul indicilor MSCI Frontier și MSCI România.

Veniturile Grupului

Principalele activități generatoare de venituri pentru Grup sunt reprezentate de prestarea următoarelor servicii:

- Serviciul de transport al energiei electrice;
- Servicii de sistem
- Operator al pieței de echilibrare.

Serviciul de transport al energiei electrice

Serviciul de transport constă în asigurarea transmiterii, în condiții de eficiență și siguranță, a energiei electrice între două sau mai multe puncte ale rețelei electrice de transport („RET”), cu respectarea standardelor de performanță în vigoare.

Compania asigură accesul nediscriminatoriu și reglementat tuturor participanților la piața de energie electrică. Activitatea de transport se derulează prin intermediul a opt sucursale teritoriale de transport cu sediul în: București, Bacău, Cluj, Craiova, Constanța, Pitești, Sibiu și Timișoara.

Activitatea de transport al energiei electrice desfășurată de Companie constă în asigurarea condițiilor tehnice și în menținerea parametrilor RET în momentul introducerii/preluării energiei în/din RET.

Servicii de sistem

Compania are sarcina de a menține în permanență funcționarea sistemului energetic național în condiții de siguranță și cu respectarea standardelor de calitate prevăzute în codul tehnic al rețelei electrice de transport. În acest scop, Compania achiziționează de la producătorii de electricitate servicii de sistem.

Serviciile de sistem sunt achiziționate în baza unei proceduri concurențiale reglementate de ANRE, de la producători, la cererea Companiei, pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare al SEN precum și a calității energiei transportate la parametri ceruți de legislația în vigoare. Compania refacturează întreaga valoare a serviciilor de sistem achiziționate de la producători (cu excepția componentei de energie activă pentru acoperirea pierderilor în RET) către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE care beneficiază în final de aceste servicii.

Operator al pieței de echilibrare

Modul de funcționare a pieței de echilibrare este stipulat în:

- Regulamentul (UE) 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică, numit în continuare „Regulamentul (UE) 2195/2017”.
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Ordinul Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei publicat în Monitorul Oficial nr. 1196 din 17 decembrie 2021, cu modificările și completările ulterioare.
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Piața de Echilibrare permite echilibrarea balanței producție-consum în timp real, utilizând resurse oferite într-un sistem concurențial. De asemenea, piața de echilibrare garantează realizarea integrală a obligațiilor contractuale asumate de participanții la piața de energie.

Scopul pieței de echilibrare este de a echilibra producția și consumul de energie electrică și de a îmbunătăți precizia previziunilor făcute în acest scop de toți participanții la piață. Aceasta se asigură prin tranzacționarea energiei contractate în plus sau necontractată, dar consumată de către participanții la piață. Transelectrica, pe baza procedurilor și reglementărilor aprobate de ANRE, trebuie să aprobe toți participanții la piața de echilibrare, să colecteze, să verifice, să proceseze toate ofertele și să efectueze procedurile de decontare.

Cea mai importantă contribuție la funcționarea pieței de echilibrare o are Dispecerul Energetic Național. Dispecerul Energetic Național este responsabil de supravegherea funcționării adecvate și sigure a SEN,

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

asigurând în orice moment, echilibrarea balanței producție – consum.

Piața de echilibrare este folosită de Transelectrica pentru asigurarea echilibrării în timp real a consumului cu producția, pentru garantarea funcționării sigure și stabile a SEN și pentru administrarea oricărei restricții din cadrul SEN.

Contractele încheiate de Transelectrica cu toți participanții la piața de echilibrare au la bază două convenții: convenția cadru pentru asumarea responsabilității de echilibrare (încheiată cu participanții la piață ca părți responsabile cu echilibrarea) și convenția cadru pentru participarea la piața de echilibrare (încheiată, de regulă, cu furnizorii de servicii de echilibrare, deținători de UFR/GFR).

În conformitate cu prevederile Ordinului Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021, CNTEE Transelectrica SA în calitate de OTS (operatorul de transport și de sistem) și de ODDPRE (operatorul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea) este responsabil pentru stabilirea cantităților și prețurilor de închidere pe piața de echilibrare.

De asemenea, Transelectrica este implicată în activitatea de echilibrare, astfel:

- Dispecerul Energetic Național contractează necesarul de energie electrică pentru echilibrarea balanței producție - consum de pe piața de echilibrare;
- Direcția de măsurare OMEPA, este responsabilă pentru măsurarea cantităților efectiv.

Totodată, începând cu luna octombrie 2023, Transelectrica are calitatea de ODPE.

Conform prevederilor Ordinului Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021, cu modificările și completările ulterioare, pentru asigurarea funcționării Pieței de Energie Electrică, OTS – respectiv Transelectrica colectează sumele datorate de PRE (Părțile Responsabile cu Echilibrarea) pentru:

- valoarea obligațiilor de plată ale PRE pentru dezechilibrele negative produse în luna de contract, determinate pentru luna respectivă conform Notei de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau Notei lunare de regularizare, emise de ODDPRE (operatorul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea);
- valoarea obligațiilor de plată ale PRE pentru prestarea de servicii corespunzătoare valorii în modul pentru dezechilibrele pozitive produse în luna de contract prezentate cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS în calitate de ODDPRE;
- costurile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului.

sumele datorate de FSE (furnizori de servicii de echilibrare) pentru:

- obligațiile de plată ale FSE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare efectiv livrate la reducere de putere, în cadrul tranzacțiilor definitive pentru livrarea energiei de echilibrare, stabilite conform Notei de informare pentru decontarea lunară pe PE sau a Notei lunare de regularizare, emise de OTS;
- obligațiile de plată ale FSE pentru prestarea de servicii, corespunzătoare valorii în modul pentru cantitatea de energie de echilibrare efectiv livrată la creștere de putere, prezentată cu semn negativ în Nota de informare pentru decontarea lunară pe PE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS;

și plătește

PRE pentru:

- valoarea drepturilor de încasare pentru dezechilibrele pozitive produse în luna de contract, determinate pentru luna respectivă conform Notei de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau Notei lunare de regularizare, emise de ODDPRE;
- valoarea drepturilor de încasare pentru prestarea de servicii corespunzătoare valorii în modul pentru dezechilibrele negative produse în luna de contract, prezentate cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS în calitate de ODDPRE.
- veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului

FSE (furnizori de servicii de echilibrare) pentru:

- drepturile de încasare ale FSE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare efectiv livrate la creștere de putere, în cadrul tranzacțiilor definitive pentru livrarea energiei de echilibrare, stabilite conform Notei de informare pentru decontarea lunară pe PE sau a Notei lunare de regularizare, emise de OTS;
- drepturile de încasare ale PPE pentru valorile prestației de servicii, corespunzătoare valorii în modul pentru cantitatea de energie de echilibrare efectiv livrată la reducere de putere, prezentată cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară pe PE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS..

Schimburi intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie (Metodologia de calcul FSKAR)

Ca urmare a aplicării Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică, la nivelul ENTSO – E au fost elaborate și aprobate de către Operatorii de Transport și Sistem reguli comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie. Precizăm faptul că noul set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, eliminând în acest fel compensările în natură determinate conform metodologiei ENTSO-E de către Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția), pe care CNTEE Transelectrica SA le tranzacționa pe Piața pentru Ziua Următoare și le înregistra distinct în Bugetul de Venituri și Cheltuieli cu Partea Responsabilă cu Echilibrarea Schimburi Neplanificate ca urmare a tranzacționării energiei la Piața pentru Ziua Următoare.

Metodologia de calcul FSKAR, denumită *Accounting and Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping period*, a intrat în vigoare la data de 1 iunie 2021. Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția) transmit rezultatele către fiecare Operator de Transport și Sistem sub forma unor fișiere zilnice conținând schimburile intenționate și schimburile neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare. Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO – E, prețurile fiind exprimate în Euro/MWh.

Costurile și veniturile evidențiate în factura primită de la JAO privind decontarea energiei aferente schimburilor neintenționate va fi inclusă în calculul de decontare din Piața de Echilibrare, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 33/2021, privind modificarea și completarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei nr. 213/2020.

Procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți Operatorii de transport și sistem - Platforma IN (Imbalance Netting)

Începând cu data de 01.01.2021, a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC) sau Platforma IN (Imbalance Netting) pentru procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții a IV-a din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare.

Precizăm faptul că, International Grid Control Cooperation (IGCC) reprezintă proiectul care a fost ales în anul 2016 de către ENTSO-E, pentru a deveni viitoarea platformă europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, așa cum este definit în Regulamentul (UE) nr. 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22). Inițiativa IGCC a fost demarată în anul 2010 de către operatorii din Germania și s-a extins ulterior la nivelul sistemelor central europene, reprezentând o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb, prin reducerea acțiunilor de sens contrar ale reglatoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată” a RRF, la nivel de ansamblu.

Cogenerare de înaltă eficiență

Începând cu 1 Aprilie 2011, Compania este administratorul schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Obiectivul acestei scheme de sprijin este promovarea sistemelor de producere a energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență, având avantajul producerii de energie cu emisii poluante reduse. Scopul este de a facilita accesul pe piață a sistemelor de producere în cogenerare de înaltă eficiență prin acordarea unui bonus de cogenerare, în condițiile în care costurile de

producție a energiei electrice și a energiei termice în centralele de cogenerare sunt superioare prețurilor de piață ale celor două forme de energie. Schema este destinată producătorilor de energie electrică și termică ce dețin sau exploatează comercial centrale de cogenerare de înaltă eficiență, în scopul stimulării efectuării de investiții noi în sisteme de cogenerare, precum și rețehnologizării centralelor existente. Intrarea în aplicare efectivă a schemei de sprijin în România a avut loc la 1 aprilie 2011, după adoptarea de către Autoritatea Națională în domeniul Energiei (ANRE) a cadrului de reglementare necesar implementării acestei scheme.

Schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență reprezintă unul dintre mecanismele dezvoltate la nivelul Uniunii Europene (UE) pentru atingerea de către fiecare stat membru a Țintelor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră -GES- (prin reducerea cantității de energie primară necesară generării aceluiași cantități de energie prelucrată –electrică și termică – față de producerea separată).

Schema de sprijin de tip bonus a fost instituită în România prin HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe energia termică utilă (transpunerea Directivei CE nr. 8/2004) și implementată prin HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, pentru producătorii cu capacitate electrică instalată mai mare de 1 MW.

Mecanismul de sprijin a fost autorizat de Comisia Europeană Decizia C(2009)7085, modificată prin Decizia C(2016)7522 final. Conform acestor decizii, ajutorul de stat este de tip operare, pentru acoperirea diferenței dintre costurile și veniturile producției de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, asigurându-se o rentabilitate de maximum 9%.

Schema de sprijin de tip bonus este destinată în acest fel susținerii și promovării sistemelor de producere de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, astfel încurajându-se noi investiții în tehnologia de cogenerare, precum și realizarea de lucrări de înlocuire/reabilitare a instalațiilor existente.

Schema se aplică producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care au solicitat ANRE acordarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, livrată în SEN, pentru capacitățile de cogenerare înscrise în lista producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență până la 31 decembrie 2016. Producătorii beneficiază de schema de sprijin pe o perioadă de maximum 11 ani consecutivi, fără a depăși anul 2023, an la finalul căruia se încheie schema. Bonusul, acordat la cerere, reprezintă cuantumul (în lei) primit de producători pentru fiecare MWh produs în cogenerare de înaltă eficiență și livrat în rețelele SEN, este stabilit anual de către ANRE și este calculat ca diferență dintre costurile totale de producere ale unei centrale de cogenerare echivalente, cu producție de energie electrică de înaltă eficiență, și veniturile ce pot fi obținute de aceasta utilizând prețul pe piață al energiei electrice, respectiv costul unitar al energiei termice rezultat pentru o centrală termică echivalentă, diferența raportată la energia electrică livrată în SEN de centrala de cogenerare.

Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009 stabilește cadrul legal, în conformitate cu reglementările Uniunii Europene, necesar implementării schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, pe baza cererii de energie termică utilă, în vederea acoperirii diferenței dintre costul producerii energiei în cogenerare de înaltă eficiență și prețul de vânzare al acesteia. ANRE a aprobat valorile bonusurilor de referință, pe MWh de energie electrică produsă și livrată în rețea din centrale de cogenerare de înaltă eficiență. Beneficiarii schemei sunt producători care îndeplinesc anumite criterii stabilite de către ANRE.

În conformitate cu prevederile art. 14 din Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009, CNTEE Transelectrica SA este desemnată ca fiind responsabilă de administrarea schemei de sprijin. Principalele atribuții care îi revin Companiei în calitate de administrator al schemei de sprijin sunt reprezentate de colectarea contribuției de la furnizorii consumatorilor de energie electrică într-un cont bancar distinct de activitatea de bază și de plata bonusului către producătorii de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență; încheierea de contracte cu furnizorii pentru colectarea contribuției și cu producătorii care vor fi beneficiarii schemei; verificarea valorii contribuției colectate; emiterea facturilor către furnizori; returnarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență furnizorilor care introduc în România energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență în alte state membre ale Uniunii Europene; monitorizarea și raportarea către ANRE a modului de administrare a schemei de sprijin.

Compania acționează ca agent al statului în colectarea lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusului și în aceste condiții, operațiunile aferente schemei de sprijin nu influențează conturile de venituri și cheltuieli, cu excepția cheltuielilor proprii de administrare recunoscute de ANRE pentru derularea schemei de sprijin și care se autofacturează.

În data de 08.12.2016, prin Hotărârea Guvernului nr. 925, s-au adoptat modificarea și completarea HG nr.1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Principalele modificări fac referire la următoarele aspecte:

- ✓ pentru primirea bonusului, producătorii sunt obligați să nu înregistreze datorii față de administratorul schemei de sprijin sau să aibă încheiate convenții de compensare a datoriei și creanțelor;
- ✓ supracompensarea se recuperează conform legislației naționale și a Uniunii Europene în domeniul ajutorului de stat;
- ✓ supracompensarea/bonusul necuvenit rămas neachitat de către producători, pentru care s-au întreprins toate demersurile legale, se va recupera prin includerea sumei în contribuția pentru cogenerare, conform metodologiei emise de către ANRE;
- ✓ deciziile ANRE referitoare la cuantumul supracompensării și/sau bonusului necuvenit sunt obligatorii pentru producători și se pun în aplicare în vederea recuperării prin emiterea unei decizii de către administratorul schemei în conformitate cu legislația în domeniul ajutorului de stat;
- ✓ închiderea financiară a schemei de sprijin se face în primul semestru al anului 2024, conform cadrului de reglementare elaborat de ANRE.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Ca urmare a emiterii HG nr. 409/2022, ANRE a actualizat cadrul de reglementare aplicabil prin emiterea:

- ✓ Ordinului președintelui ANRE nr. 34/2022 privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015;
- ✓ Ordinului președintelui ANRE nr. 35/2022 privind modificarea și completarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de rețehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 115/2013.

Producătorii care până la data de 31 martie 2022 au beneficiat de schema de de sprijin 11 ani și care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin prezetate mai sus, pot beneficia, în baza unei decizii aprobate de președintele ANRE, de prelungirea ajutorului de stat începând cu 1 aprilie 2022.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin și se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Mecanismul de cuplare prin preț a piețelor de energie electrică

Aplicarea mecanismului de cuplare prin preț a început în data de 19 noiembrie 2014, dată la care Proiectul „4 Market Market Coupling (4MMC)” care prevede unirea piețelor de energie electrică PZU (Piața Zilei Următoare) din România, Ungaria, Cehia și Slovacia a intrat în faza de operare.

În data de 17 iunie 2021 a avut loc lansarea proiectului Interim Coupling (ICP), care reprezintă cuplarea piețelor pentru ziua următoare din țările 4MMC cu cele din Polonia, Austria și Germania.

În data de 27 octombrie 2021 a fost realizată și integrarea graniței Bulgaria-România în cuplarea unica a piețelor pentru ziua următoare (SDAC - Single Day-Ahead Coupling).

În data de 19 noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling), cu primele livrări în data de 20 noiembrie. Șapte țări - Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Ungaria, Polonia, România și Slovenia s-au alăturat celor paisprezece țări - Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Olanda, Portugalia, Spania și Suedia, care funcționează deja în regim cuplat din iunie 2018.

În data de 8 iunie 2022 a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul al capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră.

Din punct de vedere al cadrului de reglementare intern, rolurile și responsabilitățile operatorilor implicați Companiei și SC OPCOM SA, cât și operațiunile ce se realizează în cadrul cuplării piețelor sunt prevăzute în Regulamentul de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor și modificarea unor acte normative care reglementează piața pentru ziua următoare de energie electrică, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 82/2014 (Regulament).

Modelul țință pentru piața pentru ziua următoare, bazat pe principiul de cuplare a regiunilor prin preț (PCR - Price Coupling of Regions) utilizează un algoritm unic de corelare a ofertelor și de stabilire a prețului.

În situația în care cuplarea nu este posibilă, OTS-urile din țările respective aplică procedurile de fallback, prin care se alocă capacitatea transfrontalieră.

Art. 138 din Regulament prevede că în procesul de postcuplare, Operatorii de transport și de sistem (OTS) au rol de agenți de transfer ai energiei electrice rezultate din algoritmul de cuplare ca fiind transferată între două zone de ofertare adiacente.

În cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare, bursele de energie electrică corelează, pe baza de licitații, tranzacțiile cu energie electrică pentru ziua următoare, în funcție de capacitatea de interconexiune pusă la dispoziție de OTS prin care se realizează alocarea implicită a acesteia.

Compania, în calitate de OTS, transferă energia electrică, atât fizic, cât și comercial, către OTS-urile vecine (MAVIR – Ungaria și IBEX - Bulgaria) și administrează veniturile din congestii pe interconexiunea respectivă aferente PZU (art. 139 din Ordinul ANRE nr. 82/2014), iar în relație cu OPCOM SA are calitatea de Participant Implicit la Piața Zilei Următoare și Piața Intrazilnică (PI).

În calitate de Agent de Transfer și de Participant Implicit, CNTEE Transelectrica SA are sarcina comercială de a deconta energia tranzacționată între OPCOM SA, MAVIR și IBEX.

Astfel, în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale, CNTEE Transelectrica SA:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și PI și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU și PI, respectiv trecerea energiei de la o zonă de ofertare la alta prin intermediul liniilor de interconexiune, fiind limitată de capacitatea disponibilă de transfer a acestora.

Veniturile înregistrate din congestii sunt împărțite lunar între operatorii de transport și de sistem, iar diferențele de curs valutar se rețin sau se asigură, după caz, de către OTS.

La nivelul Companiei s-a aprobat ca tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale să nu influențeze conturile de venituri și cheltuieli, cu excepția veniturilor din managementul congestiilor pe liniile de interconexiune, a veniturilor/cheltuielilor cu diferențele de curs valutar și a cheltuielilor cu comisioanele bancare rezultate din decontarea tranzacțiilor realizate de Companie în calitate de agent de transfer.

Energia livrată pentru suport echilibrare OTS vecine în situații de urgență ("ajutoare de avarii")

Având în vedere directivele și regulamentele europene, legislația națională și normele ENTSO-E, una din obligațiile Operatorului de Transport și de Sistem (OTS) este coordonarea acțiunilor și întraajutorarea între OTS vecini în scopul asigurării energiei electrice pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor electroenergetice în cazul unor situații de urgență.

În cadrul funcționării interconectate a sistemului energetic european, un mijloc operațional de sprijin reciproc al OTS este constituit de livrarea de energie de echilibrare către sistemele din interconexiune (vecine) aflate în situații de urgență definite de lipsa de rezerve și/sau surse suficiente pentru acoperirea

consumului, conform prevederilor generale corespunzătoare din *Regulamentului (UE) 2017/1485 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și ale Regulamentului (UE) 2017/2195 de stabilire a unor linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică.*

Punerea în aplicare a acestei posibilități se face în baza acordului operațional al zonei sincrone Europa Continentală („Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe - SAFA”), care detaliază prevederile din regulamente, respectiv alineatele e), f) și g) și de Art. B-12 din acest acord operațional. Astfel, Compania a semnat acorduri bilaterale în scopul asigurării energiei electrice de urgență cu OTS vecini din Ungaria, Bulgaria și Serbia în cursul anilor 2017 – 2019 și cu OTS vecini din Ucraina și Republica Moldova, în cursul anului 2022 (contracte bilaterale cu OTS din Ucraina și din Republica Moldova au fost semnate în regim de urgență, pe fondul situației conflictuale din Ucraina și a sincronizării celor două sisteme la Sistemul Energetic din Europa Continentală – 16.03.2022).

Pe baza contractelor bilaterale cu OTS vecini se poate furniza reciproc energie electrică în cazul unor avarii majore în structura de producție sau în rețeaua de transport (energie denumită în contract „Energie de Urgență”), pe principii comerciale. De asemenea, se poate acorda Energie de Urgență din sistemul energetic românesc către sistemul energetic ucrainean/moldovenesc pentru a asigura (respecta) schimburile de energie programate dinspre Blocul de Control Ucraina – Republica Moldova către Zona Sincronă Europa Continentală, în cazul activării măsurilor prevăzute prin decizia Grupului Regional Europa Continentală (RG CE) din cadrul ENTSO-E care vizează reducerea fluxului fizic de energie electrică sau încetarea funcționării sincrone a Blocului de Control Ucraina – Republica Moldova cu Zona Sincronă a Europei Continentale.

2. Bazele întocmirii

Declarație de conformitate

Aceste situații financiare consolidate (“situații financiare”) au fost întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016.

Acest set de situații financiare consolidate nu este în conformitate cu IFRS-EU.

Începând cu anul 2022, în acest set de situații financiare anuale ale Grupului se includ costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică efectuată în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic (CPT) pentru operatorii economici de transport de energie și serviciile de distribuție, care se valorifică trimestrial, primul activ (imobilizare necorporală) fiind înregistrat la 30 septembrie 2022. Ordinul Ministerului Finanțelor Publice (OMFP) nr. 3900/2022 a fost emisă și aduce specificații contabile suplimentare reglementărilor contabile în vigoare la OMFP nr. 2844/2016, care prevedea tratamentul financiar-contabil aplicat costurilor suplimentare nerecuperate prin tarif aferente consumului propriu tehnologic al operatorilor de distribuție (OD). Grupul a aplicat în mod constant politicile contabile pentru toate perioadele prezentate în aceste situații financiare consolidate.

Evidența contabilă a societăților consolidate (Smart și Teletrans) este menținută în lei, în conformitate cu OMFP 1802. Aceste conturi au fost retratate pentru a reflecta diferențele existente între conturile conform reglementărilor contabile românești (RCR) și cele conform IFRS. În mod corespunzător, conturile au fost ajustate, în cazul în care a fost necesar, pentru a armoniza aceste situații financiare, în toate aspectele semnificative, cu IFRS adoptate de Uniunea Europeană.

Situațiile financiare sunt disponibile la sediul social al CNTEE Transelectrica SA situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București și pe website-ul Companiei.

Situațiile financiare consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025 au fost auditate de auditorul financiar al Companiei – Deloitte Audit SRL.

Exercițiul financiar corespunde anului calendaristic.

Continuitatea activității

Prezentele situații financiare au fost întocmite în baza principiului continuității activității. În efectuarea acestei judecăți, managementul ia în considerare performanța curentă și accesul la resurse financiare având în vedere importanța strategică și poziția de monopol natural de interes național deținută de Companie în cadrul sistemului energetic național.

Bazele evaluării

Situațiile financiare consolidate sunt întocmite la cost istoric, cu excepția imobilizărilor corporale, altele decât imobilizările corporale în curs, ce sunt evaluate la valoare reevaluată, în timp ce datoriile aferente

aranjamentelor de plată pe bază de acțiuni cu decontare în numerar sunt evaluate la valoarea justă.

Moneda funcțională și de prezentare

Situațiile financiare consolidate sunt prezentate în LEI Românești ("LEI" sau "RON") conform reglementărilor contabile aplicabile, aceasta fiind și moneda funcțională a Grupului.

Utilizarea de estimări și judecăți

Pregătirea situațiilor financiare consolidate în conformitate cu IFRS UE presupune din partea conducerii utilizarea unor raționamente profesionale, estimări și ipoteze ce afectează aplicarea politicilor contabile, precum și valoarea recunoscută a activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor, ipoteze privind valoarea justă (a se vedea Nota 4), privind angajamente și contingente contingente (a se vedea Nota 29), privind recunoașterea fondurilor nerambursabile de primit (a se vedea Nota 14 - Venituri în avans), ajustările pentru pierderi de valoare ale creanțelor (a se vedea Nota 10) și privind obligațiile aferente planurilor de beneficii determinate (Nota 16).

Rezultatele efective pot fi diferite de valorile estimate. Estimările și ipotezele sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor contabile sunt recunoscute în perioada în care estimările sunt revizuite cât și în perioadele viitoare afectate.

Informațiile cu privire la ipotezele și estimările care implică incertitudini semnificative sunt incluse în următoarele note:

- Nota 13 - estimarea conducerii Grupului cu privire la faptul că există o asigurare rezonabilă că vor fi îndeplinite condițiile atașate fondurilor nerambursabile și că fondurile vor fi permise;
- Nota 16 - evaluarea obligațiilor aferente planurilor de beneficii determinate;
- Nota 29 - recunoașterea și evaluarea provizioanelor, angajamentelor și contingentelor; ipoteze cheie privind probabilitatea și amploarea unei ieșiri de resurse;

Informații cu privire la raționamentele politicii contabile în ceea ce privește acordurile de concesiune a serviciilor sunt prezentate în următoarele paragrafe.

Compania (concesionar) a încheiat în 2004 un contract de concesiune pe o durată de 49 ani, cu Ministerul Economiei (concedent) potrivit căruia Compania are dreptul de a utiliza active de patrimoniu public ce includ rețeaua electrică de transport a energiei electrice și terenurile pe care aceasta este amplasată, în schimbul furnizării serviciului de transport a energiei electrice (Vezi Nota 3 (b)).

Dat fiind faptul că, majoritatea acțiunilor Companiei sunt deținute de către Stat, conducerea Companiei consideră că aceasta este o companie publică și de aceea nu intră sub prevederile IFRIC 12 "Acorduri de concesiune a serviciilor". Având în vedere că nu există alt standard internațional de raportare financiară specific pentru acordurile de concesiune a serviciilor, Compania a considerat dacă va aplica totuși IFRIC 12, pe baza ierarhiei menționate în SIC 8 "Politici contabile, modificări ale estimărilor contabile și erori", care prevede că mai întâi să se aibă în vedere prevederile altor IFRS-uri ce tratează aspecte similare.

În analiza aplicării IFRIC 12, Grupul a considerat dacă următoarele caracteristici ale acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat sunt aplicabile contractului de concesiune încheiat cu ME, la data la care IFRIC 12 trebuie adoptat:

- concedentul controlează sau reglementează tipul de servicii pe care concesionarul trebuie să le presteze în cadrul infrastructurii, cui trebuie să le presteze și la ce preț;
- concedentul controlează - prin dreptul de proprietate, dreptul de beneficiu sau în alt mod - orice interes rezidual semnificativ în infrastructură la sfârșitul termenului acordului: 49 ani;
- prevederile contractuale ar include aceleași prevederi, dacă acordul ar fi fost încheiat cu o companie privată.

Din analiza caracteristicilor acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat se constată următoarele:

- serviciile prestate de Grup sunt reglementate de ANRE, prin urmare Concedentul – Ministerul Economiei - nu controlează și nu reglementează tipul de servicii pe care Grupul trebuie să le presteze;
- la sfârșitul perioadei contractuale, interesul rezidual în infrastructură este aproximativ zero, majoritatea bunurilor aparținând domeniului public al statului fiind complet amortizate;
- în prezent nu există contracte similare, Grupul având poziție de monopol pentru transportul

energiei electrice.

Compania a concluzionat faptul că o contabilizare a contractului de concesiune potrivit prevederilor IFRIC 12 nu va reflecta substanța economică a tranzacției, deoarece Compania achită o taxa anuală sub formă de redevență pentru utilizarea activelor menționate în contractul de concesiune în valoare de 4/1000 din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice, prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului, taxă ce este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Compania ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă contractul de concesiune nu ar fi fost semnat.

Drept urmare, IFRIC 12 nu este aplicabil, iar Compania a aplicat politicile contabile așa cum sunt descrise în Nota 3, punctele a) și b).

3. Politici contabile

Politicile contabile detaliate mai jos au fost aplicate în mod consecvent pentru toate perioadele prezentate în aceste situații financiare consolidate și au fost consecvent aplicate de entitățile Grupului.

(a) Bazele consolidării

(i) Investiții financiare

Grupul deține controlul asupra unei entități atunci când este expus la, sau are dreptul la câștiguri variabile ce rezultă din implicarea sa în entitate și are capacitatea de a afecta aceste câștiguri prin puterea asupra entității. Situațiile financiare ale societăților incluse în perimetrul de consolidare sunt incluse în situațiile financiare consolidate din momentul în care începe exercitarea controlului și până în momentul încetării lui.

La data prezentului raport Transelectrica are în componență conform actului constitutiv șase filiale (din care trei sunt radiate la Registrul Comerțului) persoane juridice române, organizate ca societăți pe acțiuni. La două dintre societăți Transelectrica (Teletrans și Smart) este unic acționar și acționar majoritar în cazul societății OPCOM.

Precizăm faptul că Transelectrica a deținut calitatea de acționar unic și la societățile ICEMENERG SA, ICEMENERG SERVICE și FORMENERG SA (societățile care la data prezentei sunt radiate la ONRC).

Dintre investițiile Companiei societățile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului prin metoda integrării globale.

Nu au fost luate în considerare la întocmirea situațiilor financiare consolidate:

- investiția în societatea Formenerg întrucât conform legislației contabile aplicabile în anul 2024, impactul activității acesteia era considerat nesemnificativ pentru scopul consolidării iar în timpul anului 2025 aceasta a fuzionat cu Teletrans,
- investiția în societatea OPCOM întrucât administrarea se desfășoară potrivit reglementărilor stabilite de ANRE, iar Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale acesteia.

FORMENERG a fost o companie având ca obiect principal de activitate formarea profesională inițială și continuă, în toate domeniile de activitate, a personalului cu atribuții în domeniul energetic din toate sectoarele economiei naționale și a altor beneficiari, precum și activități de servicii hoteliere, servicii de închiriere și servicii de organizare de evenimente.

FORMENERG SA a fost înființată ca urmare a Hotărârii numărul 33/19.11.2001 a Adunării Generale a Acționarilor – „Transelectrica” S.A., prin externalizarea activității Sucursalei de Formare și Perfecționare a Personalului din Sectorul Energetic. Acțiunile FORMENERG erau deținute 100% de către Transelectrica.

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită. Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către Formenerg.

ICEMENERG SERVICE – SA a fost axată pe proiectarea, producția și distribuția de aparate de măsură, conducere și control destinate sistemului energetic, având certificare ISO 9001 și IQ NET de către SRAC ROMANIA, atestat ANRE. La data de 09.06.2017, Tribunalul București, Secția a VII-a Civilă, a dispus intrarea în faliment prin procedură simplificată a debitorului Societatea ICEMENERG SERVICE – SA, desemnând în calitate de lichidator judiciar provizoriu pe Solvendi SPRL.

În data de 27.04.2021 Administratorul Special al ICEMENERG Service SA informează asupra faptului că în data de 23.04.2021, în urma licitației desfășurate, activele societății ICEMENERG Service SA, atât cele mobile cât și cele imobile au fost valorificate în bloc, cumpărător fiind Portland Trust Developements Five SRL.

În dosarul cu nr.18051/3/2017, conform Buletinului procedurilor de insolvență nr. 9152/26.05.2022, Tribunalul București – Secția a VII-a Civilă prin sentința civilă nr.2429 a aprobat raportul final al lichidatorului judiciar, iar în baza art.175 alin 2 din Legea nr.85/2014 privind procedurile de prevenire a insolvenței și de insolvență, a închis procedura insolvenței împotriva debitorului Societatea „Icemenerg-Service” SA prin radierea acesteia din Registrul Comerțului București. Companiei nu i-a fost comunicată sentința până la data de 31.12.2024.

OPCOM SA a fost înființată în baza HG nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate SA, ca societate al cărei acționar unic era Transelectrica.

Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale “OPCOM” S.A. îndeplinește rolul de administrator al pieței de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în cadrul pieței angro de energie electrică și desfășoară activități de administrare a piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale, în condiții de consecvență, corectitudine, obiectivitate, independență, echidistanță, transparență și nediscriminare.

Capitalul social subscris și vărsat al societății OPCOM la 31.12.2025 este de 31.366 mii lei, Transelectrica participând la acea dată la capitalul social în calitate de acționar majoritar. Structura acționariatului este următoarea:

- CNTEE Transelectrica SA – 97,84%
- Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului – 2,16%.

OPCOM se supune regulilor ANRE și are o poziție independentă pe piața de energie electrică. Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale OPCOM, a cărei administrare este condusă potrivit reglementărilor stabilite de ANRE.

Precizăm în cele ce urmează, elementele prevăzute de Standardul Internațional IFRS 10, necesare a fi luate în considerare, în stabilirea exercitării controlului. Astfel conform IFRS 10 - un investitor controlează o entitate dacă și numai dacă investitorul deține toate din următoarele puncte:

- a. puterea asupra entității în care are investiția
- b. expunerea sau drepturile la randamente variabile de la implicarea sa cu entitatea în care s-a investit
- c. capacitatea de a-și folosi puterea asupra entității investite pentru a afecta valoarea rentabilității investitorului.

Decizia de a nu consolida are la baza faptul ca nu sunt indeplinite cumulativ criteriile de control prevazute de IFRS 10 pentru consolidarea unei entitati, respectiv:

- Existența puterii de decizie asupra entității respective: OPCOM își desfășoară activitatea într-un cadru strict reglementat de autoritățile de profil, independent de politicile comerciale ale Transelectrica. Deciziile operationale și strategice relevante pentru OPCOM sunt dictate de reglementări specifice sectorului energetic și nu pot fi influențate discreționar de acționarul majoritar
- Expunerea sau dreptul la randamente variabile rezultate din implicarea în OPCOM: Transelectrica nu are posibilitatea de a decide asupra politicii de preturi sau de a influența direct nivelul veniturilor și rezultatelor financiare ale OPCOM
- Capacitatea de a utiliza controlul pentru a influența randamentele: Chiar dacă Transelectrica deține majoritatea acțiunilor, nu are capacitatea efectivă de a utiliza această poziție pentru a influența rezultatele economice ale OPCOM, întrucât acestea sunt determinate preponderent de cadrul legislativ și de reglementările impuse de autorități.

Totodată Transelectrica nu exercită influență semnificativă asupra activității desfășurate de OPCOM, iar decizia de a nu consolida este susținută de raționamente și ipoteze care pornesc de la scopul înființării OPCOM, respectiv acela de a asigura un cadru organizat de desfășurare a tranzacțiilor comerciale cu energie electrică, în contextul aplicării legislației specifice care reglementează obiectul său de activitate,

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

acesta având o poziție independentă pe piața de energie electrică supunându-se regulilor ANRE și reglementărilor UE.

(ii) Investiții în entitățile asociate și în asocierile în participație

Dacă Transelectrica deține, direct sau indirect 20% sau mai mult din drepturile de vot ale entității în care a investit, se presupune că exercită o influență semnificativă, dar nu și control asupra politicilor financiare și operaționale. Situațiile financiare consolidate includ cota-parte a Grupului din rezultatele entităților asociate pe baza metodei punerii în echivalență.

Investițiile în acorduri comune, în care Grupul exercită controlul în comun cu alte entități, sunt recunoscute initial la cost și ulterior măsurată folosind metoda punerii în echivalență. Profiturile sau pierderile atribuibile Grupului sunt recunoscute în situațiile financiare consolidate atunci când începe controlul în comun și până la încetarea controlului respectiv.

Metoda punerii în echivalență este o metodă de contabilizare prin care investiția este inițial recunoscută la cost și ajustată ulterior în funcție de modificările post-achiziționare în cota investitorului din activele nete ale entității în care a investit. Profitul sau pierderea investitorului include cota sa din profitul sau pierderea entității în care a investit, iar alte elemente ale rezultatului global includ cota investitorului din celelalte elemente ale rezultatului global al entității în care a investit.

În martie 2025, Compania a participat cu un aport de 25% la capitalul social al Geco Power Company Green Energy Corridor Power Company - Societate cu răspundere limitată, conform rezoluției Directoratului nr. 7516/ 05.03.2025, în valoare este de 3.750.

Capitalul social total al Geco este în sumă de 15.000 fiind împărțit într-un număr de 1,5 mil părți sociale, distribuite în mod egal între cele 4 entități participante la capital. Părțile sociale conform actului constitutiv conferă drepturi egale. Participarea la beneficii și la pierderi se va face proporțional cu părțile sociale.

Asociații fondatori ai companiei de proiect sunt CNTEE Transelectrica SA, JSC Georgian State Electrosystem, "AZERENERJI" Open Joint Stock Company și MVM Energy Private Limited Liability Company. Compania asigură implementarea proiectului Green Energy Corridor, un cablu submarin de înaltă tensiune în curent continuu, de 1.200 km, care va traversa Marea Neagră și va conecta România și Georgia, conexiunea fiind prelungită și în Ungaria și Azerbaidjan, în conformitate cu acordul între Guvernele statelor Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență. Deoarece titlurile societății GECO sunt dobândite în momentul înființării sale, nu s-a înregistrat fond comercial.

iii) Pierderea controlului

La pierderea controlului, Grupul derecunoaște activele și datoriile societăților consolidate, interesele care nu controlează și componentele relevante ale capitalurilor proprii. Orice câștig sau pierdere rezultată este recunoscut(ă) în contul de profit și pierdere. **Interesul reținut**, dacă există, este evaluat la valoarea justă la data pierderii controlului și este contabilizat ulterior fie prin metoda punerii în echivalență, fie ca activ financiar în conformitate cu IFRS 9."

iv) Tranzacții eliminate la consolidare

Soldurile și tranzacțiile în cadrul Grupului, precum și orice venituri sau cheltuieli nerealizate rezultate din tranzacții în cadrul Grupului sunt eliminate la întocmirea situațiilor financiare consolidate. Profiturile nerealizate aferente tranzacțiilor cu entitățile asociate contabilizate prin metoda punerii în echivalență sunt eliminate în contrapartidă cu investiția în entitatea asociată în măsura interesului Grupului în entitățile asociate. Pierderile nerealizate sunt eliminate în același fel ca și câștigurile nerealizate, însă numai în măsura în care nu există indicii de depreciere a valorii.

(b) Imobilizări corporale

Active proprii

Imobilizările corporale, cu excepția imobilizărilor corporale în curs de execuție, sunt prezentate la valoare reevaluată, mai puțin amortizarea cumulată și pierderile cumulate din depreciere. Imobilizările corporale în curs de execuție sunt prezentate la cost. Costul activelor construite în regie proprie include costul materialelor, al salariilor directe, estimarea inițială, unde este cazul, a costurilor de demontare și de mutare a elementelor și restaurarea amplasamentului, și o cotă parte a cheltuielilor indirecte.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Recunoaștere

Imobilizările corporale sunt evaluate inițial la cost.

Costul include cheltuielile direct atribuibile achiziției activului. Costul activelor construite de entitate include:

- costul materialelor și cheltuielile directe cu personalul;
- alte costuri direct atribuibile aducerii activelor la locul și starea necesară/stadiul necesar utilizării preconizate; și
- costurile îndatorării capitalizate.

Pentru imobilizările corporale neutilizate sau uzate se înregistrează ajustări de depreciere.

Subvențiile guvernamentale obținute pentru investiții aferente domeniului public sunt recunoscute prin contul contabil 1026 - Patrimoniul public, cont de capitaluri proprii, concomitent cu promovarea Hotărârii de Guvern de actualizare a domeniului public.

Mijloacele fixe rezultate din investițiile aferente domeniului public obținute din subvențiile guvernamentale nu se amortizează, având în vedere predarea acestora către patrimoniul public. Acestea nu îndeplinesc condițiile de recunoaștere a amortizării conform prevederilor din Contractul de concesiune nr. 1/2004, nu reprezintă investiții sau cheltuieli suportate de Companie.

În acest sens, Compania transmite anual Ministerului Economiei, în calitate de concedent și titular al dreptului de administrare a bunurilor ce fac obiectul contractului de concesiune, propunerile de transfer a mijloacelor fixe către patrimoniul public. Conform legii, necesitatea și oportunitatea promovării proiectului de hotărâre a Guvernului aparțin titularului dreptului de administrare

Cheltuielile ulterioare

Grupul recunoaște în valoarea contabilă a unui element de imobilizări corporale costul înlocuirii unei părți a unui element de imobilizare dacă la momentul în care costul are loc este probabilă generarea către Companie de beneficii economice viitoare aferente elementului și costul elementului poate fi evaluat în mod credibil.

Toate celelalte costuri sunt recunoscute în contul de profit și pierdere atunci când acestea au loc.

Amortizarea

Imobilizările corporale sunt amortizate folosind metoda liniară, pe parcursul duratelor de viață ale acestora, după cum urmează:

	Durata normală de funcționare (ani)
Clădiri și instalații speciale	40 – 60
Utilaje și echipamente	15 – 40
Aparate de măsură și control	7 – 12
Vehicule	5 – 8
Alte imobilizări corporale	3 – 5

Terenurile nu se amortizează. Atunci când elementele unei imobilizări corporale au durate de viață diferite, acestea sunt înregistrate ca elemente separate (componente majore) ale unui activ. Metodele de amortizare ale activelor, duratele de viață utile și valorile reziduale sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate dacă este cazul.

Reevaluarea

Compania a ales drept politică contabilă modelul de reevaluare și aplică această politică fiecărei clase întregi de active corporale, cu excepția avansurilor și imobilizărilor corporale în curs de execuție care sunt evaluate la cost istoric.

Reevaluarea imobilizărilor corporale se efectuează periodic la valoare justă (termenul periodic se referă la orice perioadă de raportare la care managementul Transelectrica identifică indicii că valoarea activelor este semnificativ diferită față de valoarea de piață). În acest sens, conducerea Transelectrica utilizează serviciile unor evaluatori autorizați pentru asemenea activitate.

La reevaluarea unui activ corporal amortizarea cumulată la data reevaluării este eliminată din valoarea contabilă brută a activului, valoarea netă fiind recalculată la valoarea reevaluată a activului.

În același timp atunci, când un activ corporal este reevaluat, întreaga clasă din care face parte acel element va fi reevaluată.

Când valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, creșterea va fi recunoscută în alte elemente ale rezultatului global și acumulată în capitalurile proprii la rubrica surplus din reevaluare. Cu toate acestea, creșterea va fi recunoscută în contul de profit sau pierdere în măsura în care compensează o scădere din reevaluare a aceluiași activ recunoscută anterior în contul de profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unui activ se diminuează ca urmare a unei reevaluări, scăderea va fi recunoscută în contul de profit sau pierdere. Cu toate acestea, scăderea va fi recunoscută în alte elemente ale rezultatului global în măsura oricărui sold creditor existent în surplusul din reevaluare aferent activului respectiv. Scăderea recunoscută în alte elemente ale rezultatului global reduce suma acumulată în capitaluri proprii de la rubrica surplus din reevaluare.

Politica Transelectrica este ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut. În acest caz, valoarea surplusului transferat ar fi diferența dintre amortizarea calculată pe baza valorii contabile reevaluate a activului și valoarea amortizării calculate pe baza costului inițial al activului. Transferurile din surplusul din reevaluare în rezultatul reportat nu se efectuează prin profit sau pierdere. Efectele în calculul impozitului pe profit, dacă există, care rezultă din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt recunoscute și prezentate în conformitate cu IAS 12 - Impozitul pe profit.

(c) Patrimoniul public

În conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, rețeaua electrică de transport al energiei electrice existente pe teritoriul României este proprietatea publică a statului pentru activele concesionate către Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., precum și pentru bunurile de retur conform contractului de concesiune și dispozițiilor legale.

Hotărârea de Guvern nr. 627/2000 stabilește în anexă nr. 8 inventarul bunurilor imobile care alcătuiesc domeniul public al statului, preluate în exploatare de către Companie începând cu 1 august 2000 și care se inventariază și se actualizează de câte ori este cazul, prin act legislativ (HG).

În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și Legii nr. 219/1998, Ministerul Economiei și Comerțului (actualmente Ministerul Economiei, Digitalizării, Antreprenoriatului și Turismului) a concesionat în numele statului către Companie, rețeaua de transport (linii de înaltă tensiune și stații electrice) și terenurile pe care aceasta este amplasată. Astfel, la data de 29 iunie 2004, a fost încheiat contractul de concesiune nr. 1 între Ministerul Economiei și Comerțului și Companie pentru toate imobilizările corporale din patrimoniul public în sold la 31 decembrie 2003 pe o durată de 49 ani.

Ca urmare a semnării contractului de concesiune cu Ministerul Economiei și Comerțului în numele Statului român, în data de 29 iunie 2004, natura relației dintre acesta și Companie s-a modificat și prin urmare, Compania a procedat la derecunoașterea activelor din patrimoniul public, inclusiv a rezervei patrimoniului public din cadrul capitalurilor proprii. Plățile aferente contractului de concesiune (redevență) sunt recunoscute ca și cheltuieli în contul de profit și pierdere de către Companie în timpul anului. Contabilizarea acestora se efectuează în conformitate cu IFRS 16, leasinguri, care menționează faptul că, în situația în care, plățile de leasing sunt variabile și reprezintă un procent din veniturile obținute din vânzări, datoria cu leasinguri și drepturile de utilizare ale activelor pentru leasinguri sunt zero.

Contractul de concesiune nr. 1/2004 a fost publicat în Monitorul Oficial al României nr. 298 bis din 30 aprilie 2015. În cursul anilor 2005-2013, au fost încheiate șapte acte adiționale la contractul de concesiune.

Având în vedere prevederile Hotărârii Guvernului nr. 1009/2012 și Hotărârii Guvernului nr. 984/2012 prin care a fost aprobată modificarea Anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului concesionate Companiei, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2012 și a reevaluării/evaluării acestor bunuri, la data 14.02.2013 a fost încheiat cu Ministerul Economiei actul adițional nr. 7 la Contractul de Concesiune nr. 1/29.06.2004.

Prin Hotărârea Guvernului nr. 1032 din 11 decembrie 2013, publicată în Monitorul Oficial nr. 22 din 13 ianuarie 2014, au fost aprobate modificarea și completarea anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2012.

Prin Hotărârea de Guvern nr. 615 din 05 septembrie 2019, publicată în Monitorul Oficial nr. 730 bis 2019, a fost aprobată modificarea și completarea anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2017 pentru perioada 2013-2017, dar până la acest moment nu a fost încheiat actul nr. 8 la Contractul de concesiune nr. 1/2004.

Principalii termeni ai contractului de concesiune sunt următorii:

- Obiectul contractului de concesiune îl constituie exploatarea rețelei electrice de transport al energiei electrice – RET și a terenurilor pe care aceasta este amplasată;
- Grupul are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani, de la 1 iunie 2004 până la 31 mai 2053;
- Taxa anuală plătită de Grup sub forma de redevență pentru utilizarea acestor active este stabilită de Ministerul Economiei și reprezintă 1/1000 din veniturile realizate din activitatea de transport al energiei electrice, pentru cantitatea efectiv transportată;
- Activele vor intra în posesia ME la terminarea sau expirarea contractului; contractul poate fi denunțat unilateral de către oricare dintre părți;
- Grupul are obligația să utilizeze activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și cu licența de funcționare.

Începând cu 12 noiembrie 2020, a fost modificată și completată Legea energiei electrice nr. 123/2012, care la art. 19, alin. (1[^]1) prevede: *"redevența anuală aferentă concesiunii din domeniul transportului energiei electrice este de 0,4% din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit ale energiei electrice și este plătită de operatorul de transport și de sistem în calitate de concesionar"*.

Taxa plătită de Companie conform contractului de concesiune și a Legii energiei electrice nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, pentru perioada 1 ianuarie – 31 decembrie 2027 este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Grupul ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă acest contract nu ar fi existat. Cu toate acestea, Grupul nu a înregistrat în situațiile financiare nicio sumă referitoare la acest posibil beneficiu deoarece nu poate estima care este suma plătită pentru utilizarea acestor active de către o terță parte într-o tranzacție cu preț determinat obiectiv.

Investițiile efectuate de Companie din surse proprii de finanțare la activele ce fac obiectul contractului de concesiune sunt capitalizate și se amortizează pe durata rămasă de viață a activelor. După recuperarea amortizării investiției, acestea vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului, potrivit prevederilor legale în vigoare, în baza unui act normativ adoptat în acest sens.

(d) Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale achiziționate de Grup sunt prezentate la cost mai puțin amortizarea cumulată și pierderile cumulate din deprecierea imobilizărilor necorporale. Amortizarea este recunoscută în contul de profit și pierdere pe baza metodei liniare pe perioada de viață estimată a imobilizărilor necorporale. Majoritatea imobilizărilor necorporale înregistrate de către Grup este reprezentată de imobilizări necorporale în curs de execuție și programe informatice dedicate. Acestea sunt amortizate liniar pe o perioadă de 3 ani.

Metodele de amortizare ale activelor și duratele de viață utile sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate dacă este cazul.

Cheltuielile ulterioare

Cheltuielile ulterioare sunt capitalizate numai dacă este probabilă generarea către Grup de beneficii economice viitoare aferente cheltuielilor ulterioare.

(e) Tranzacții în valută

Tranzacțiile în valută se exprimă în LEI prin aplicarea cursului de schimb de la data tranzacției. Activele și pasivele monetare exprimate în valută la sfârșit de an sunt exprimate în LEI la cursul de schimb de la acea dată. Câștigurile și pierderile din diferențele de curs valutar, realizate sau nerealizate, sunt înregistrate în contul de profit și pierdere al exercițiului financiar respectiv. Ratele de schimb la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 sunt, după cum urmează:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Moneda	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
1 EUR	5,0985	4,9741
1 USD	4,3417	4,7768

Activele și datoriile nemonetare exprimate într-o monedă străină sunt evaluate la valoarea justă, la cursul de schimb valutar de la data la care a fost efectuată tranzacția.

(f) Creanțe

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial la valoarea facturată, iar ulterior evaluate la costul amortizat pe baza metodei dobânzii efective, mai puține ajustări pentru depreciere.

Ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale cuprind ajustările pentru creanțele în litigiu și ajustările constituite prin aplicarea modelului simplificat de analiza prevăzut de IFRS 9 Instrumente financiare. Societatea aplică abordarea simplificată a IFRS 9 pentru măsurarea pierderilor de credit preconizate, care vizează o reducere a pierderilor preconizate (ECL) pe durata de viață pentru toate creanțele comerciale. Pentru a măsura pierderile de credit preconizate, creanțele comerciale sunt grupate pe baza caracteristicilor comune de risc de credit și a zilelor de întârziere.

Ratele de pierdere preconizate se bazează pe profilurile de plată ale vânzătorilor pe o perioadă de 36 de luni înainte de 31 decembrie 2025, respectiv 1 ianuarie 2025, și pe pierderile de credit istorice corespunzătoare înregistrate în această perioadă. Ratele istorice ale pierderilor sunt ajustate pentru a reflecta informațiile actuale și viitoare privind factorii macroeconomici care afectează capacitatea clienților de a deconta creanțele.

Creanțele comerciale sunt anulate atunci când nu există nici o așteptare rezonabilă de recuperare. Indicatorii care arată că nu există nici o așteptare rezonabilă de recuperare includ, printre altele, faptul că un debitor nu se angajează într-un plan de rambursare și că nu efectuează plățile contractuale pentru o perioadă mai mare de 180 de zile de întârziere. Pierderile din deprecierea creanțelor comerciale sunt prezentate ca pierderi nete din depreciere în cadrul profitului din exploatare. Recuperările ulterioare ale sumelor anulate anterior sunt creditate la același post.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor – Pentru creanțele comerciale se adoptă o abordare simplificată în care pierderile din depreciere sunt recunoscute pe baza pierderilor de credit preconizate pe durata de viață la fiecare dată de raportare. Dacă există asigurări de credit sau garanții pentru soldurile restante calculul pierderilor preconizate din creanțe se bazează pe probabilitatea de nerambursare aferentă asiguratorului pentru partea asigurată a soldului restant iar suma rambursată neacoperită va avea probabilitatea de nerambursare a contrapartidei. Pentru creanțele comerciale, se utilizează modelul simplificat reglementat de IFRS 9, prezentat în Nota 10.

(g) Stocuri

Stocurile sunt alcătuite din:

- materii prime, materiale, piese de schimb ce nu îndeplinesc definiția imobilizărilor corporale și alte materiale consumabile ce urmează a fi folosite în cadrul desfășurării activității de bază a Grupului;
- stocuri de securitate și intervenție destinate remedierii rapide a defecțiunilor apărute la instalațiile RET în scopul asigurării funcționării în condiții de siguranță a SEN. Aceste materiale sunt înregistrate ca stocuri în momentul achiziției și sunt trecute pe cheltuieli în momentul consumului sau sunt capitalizate, după caz.

Stocurile sunt evaluate la cea mai mică valoare dintre cost și valoarea realizabilă netă. Costul stocurilor consumate este determinat pe baza metodei FIFO și include cheltuielile cu achiziția. Valoarea realizabilă netă este prețul de vânzare estimat în cursul normal al activității minus costurile estimate pentru finalizare, dacă este cazul, și cheltuielile ocazionate de vânzare.

Politica Grupului este de a înregistra o pierdere de valoare de 100% pentru stocurile mai vechi de 365 de zile și care nu vor mai fi folosite în viitor, cu excepția stocurilor de securitate și intervenție.

(h) Numerar și echivalente de numerar

Numerarul și echivalentele de numerar includ casa, conturile curente și depozitele bancare cu o maturitate inițială de până la 3 luni care sunt supuse unui risc nesemnificativ de schimbare a valorii juste.

(i) Rezervele din reevaluare

După recunoașterea ca activ, un element de imobilizări corporale a cărui valoare justă poate fi evaluată în

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

mod fiabil este contabilizat la o valoare reevaluată, aceasta fiind valoarea sa justă la data reevaluării mai puțin orice amortizare acumulată ulterior și orice pierderi acumulate din depreciere. Reevaluările se fac cu suficientă regularitate pentru a se asigura că valoarea contabilă nu diferă semnificativ de ceea ce s-ar fi determinat prin utilizarea valorii juste la data bilanțului.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, această majorare este înregistrată direct în capitalurile proprii în rezervele din reevaluare. Cu toate acestea, majorarea este recunoscută în contul de profit sau pierdere în măsura în care aceasta compensează o descreștere din reevaluarea aceluiși activ recunoscut anterior în contul de profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unei imobilizări corporale este diminuată ca urmare a unei reevaluări, această diminuare este recunoscută în contul de profit sau pierdere. Cu toate acestea, diminuarea se efectuează prin reducerea rezervelor din reevaluare, în măsura în care există sold creditor în surplusul din reevaluare pentru acea imobilizare corporală.

Rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut.

Începând cu data de 1 mai 2009, rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004, care sunt deduse la calculul profitului impozabil prin intermediul amortizării fiscale sau al cheltuielilor privind activele cedate și/sau casate, se impozitează concomitent cu deducerea amortizării fiscale, respectiv la momentul scăderii din gestiune a acestor mijloace fixe, după caz.

Grupul a înregistrat impozit amânat pentru datoria privind rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004.

Rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale, inclusiv a terenurilor, efectuată până la data de 31 decembrie 2003, precum și porțiunea reevaluării efectuată după data de 1 ianuarie 2004 și aferentă perioadei de până la 30 aprilie 2009 nu vor fi impozitate în momentul transferului în rezultatul reportat.

Grupul nu a înregistrat impozit amânat pentru datoria privind rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată până la data de 31 decembrie 2003.

Rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii Grupului, inclusiv la folosirea acestora pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, de rezerve aferente evaluărilor efectuate după 1 ianuarie 2004 în rezultatul reportat, care sunt impozitate concomitent cu deducerea amortizării fiscale.

(j) Deprecierea activelor nefinanciare

Valorile contabile ale activelor nefinanciare ale Grupului, altele decât stocurile și creanțele privind impozitul amânat, sunt revizuite la fiecare dată de raportare pentru a determina dacă există dovezi cu privire la existența unei deprecieri. O pierdere din depreciere este recunoscută dacă valoarea contabilă a unui activ sau a unei unități generatoare de numerar depășește valoarea recuperabilă estimată.

Valoarea recuperabilă a unui activ sau a unei unități generatoare de numerar este maximum dintre valoarea de utilizare și valoarea justă minus costurile de vânzare. La determinarea valorii de utilizare, fluxurile de numerar viitoare preconizate sunt actualizate pentru a determina valoarea prezentă, utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente ale pieței cu privire la valoarea în timp a banilor și riscurile specifice activului.

Pentru testarea deprecierii, activele care nu pot fi testate individual sunt grupate la nivelul celui mai mic grup de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă și care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar generate de alte active sau grupuri de active („unitate generatoare de numerar”).

Pierderile din depreciere sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere. Pierderile din depreciere recunoscute în legătură cu unitățile generatoare de numerar sunt alocate cu prioritate pentru reducerea valorii contabile a fondului comercial alocat unităților generatoare de numerar (grupului de unități generatoare de numerar), dacă este cazul, și apoi pro rata pentru reducerea valorii contabile a celorlalte active din cadrul unității generatoare de numerar (grupului de unități generatoare de numerar).

O pierdere din depreciere a fondului comercial nu este reluată. Pentru celelalte active pierderea din depreciere este reluată numai în măsura în care valoarea contabilă a activului nu depășește valoarea contabilă care ar fi putut fi determinată, netă de amortizare, dacă nu ar fi fost recunoscută nicio

deprecieri.

(k) Capital social

Acțiunile ordinare sunt clasificate ca parte a capitalurilor proprii. Costurile suplimentare direct atribuibile emisiunii acțiunilor ordinare și opțiunilor pe acțiuni sunt recunoscute ca o reducere a capitalurilor proprii la valoarea netă de efectele fiscale.

(l) Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca datorie atunci când este stabilit dreptul acționarului de a primi plata.

(m) Datorii comerciale și alte datorii

Datoriile către furnizori și alte datorii, sunt înregistrate la costul amortizat și, includ contravaloarea facturilor emise de furnizorii de produse, lucrări executate și servicii prestate.

(n) Împrumuturile purtătoare de dobândă

Împrumuturile sunt recunoscute inițial la valoarea justă, netă de costurile de tranzacționare. Ulterior recunoașterii inițiale, împrumuturile sunt înregistrate la costul amortizat, orice diferență între cost și valoarea de rambursare fiind recunoscută în contul de profit și pierdere pe perioada împrumutului în baza unei rate de dobândă efectivă.

(o) Instrumente financiare

Standardul IFRS 9 "Instrumente financiare" se bazează pe teoria conform căreia activele financiare trebuie clasificate și evaluate la valoarea justă, cu modificările valorii juste recunoscute în contul de profit și pierdere în momentul în care apar ("FVPL"), cu excepția cazului în care sunt îndeplinite criterii restrictive pentru clasificarea și evaluarea activului la costul amortizat sau la valoarea justă prin alte componente ale rezultatului global ("FVOCI").

i) Recunoaștere

Grupul recunoaște un activ financiar în bilanț atunci și numai atunci când acesta devine parte din prevederile contractuale ale instrumentului. Activele și datoriile financiare sunt măsurate la momentul recunoașterii inițiale la valoare justă.

ii) Clasificarea activelor financiare

Grupul clasifică activele financiare drept evaluate ulterior la costul amortizat, la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global sau la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere pe baza criteriilor de mai jos:

- modelul de afaceri al Transelectrica pentru administrarea activelor financiare și
- caracteristicile fluxului de trezorerie contractual al activului financiar.

Din punct de vedere al evaluării unui **activ financiar** după recunoașterea inițială, IFRS 9 "Instrumente financiare: recunoaștere și evaluare", clasifică activele financiare în următoarele categorii:

• Cost amortizat

Un activ financiar este evaluat la costul amortizat dacă sunt îndeplinite ambele condiții de mai jos:

- activul financiar este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv este de a deține active financiare în vederea colectării de fluxuri de trezorerie contractuale și
- termenii contractuali ai activului financiar dau naștere, la anumite date, la fluxuri de trezorerie care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

Grupul detine la 31 decembrie active financiare evaluate la cost amortizat.

• Valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global

Un activ financiar este evaluat la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global dacă sunt îndeplinite ambele condiții de mai jos:

- activul financiar este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv se realizează prin colectarea fluxurilor de trezorerie contractuale și vânzarea activelor financiare și
- termenii contractuali ai activului financiar dau naștere, la anumite date, la fluxuri de trezorerie care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

• Valoarea justă prin contul de profit și pierdere

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Un activ financiar este evaluat la valoarea justă prin profit sau pierdere, cu excepția cazului în care acesta este evaluat la costul amortizat sau la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global.

iii) Evaluare

Atunci când un activ financiar este recunoscut inițial, Grupul trebuie să îl evalueze la valoarea sa justă plus, în cazul unui activ financiar care nu este la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere, costurile tranzacției care pot fi atribuite direct achiziției sau emiterii activului financiar.

iv) Identificarea și evaluarea deprecierei de valoare pentru activele financiare

Grupul aplica metoda simplificată de măsurare a pierderilor de credit așteptate, prevăzută de IFRS 9, pentru evaluarea creanțelor comerciale. IFRS 9 permite entităților să aplice o „abordare simplificată” pentru creanțele comerciale, activele contractuale și creanțele de leasing. Abordarea simplificată permite entităților să recunoască pierderile așteptate pe durata de viață a tuturor acestor active fără a fi nevoie să identifice creșteri semnificative ale riscului de credit.

v) Derecunoaștere

Un activ financiar este derecunoscut atunci când:

- drepturile contractuale asupra fluxurilor de trezorerie decurgând din activele financiare au expirat;
- grupul reține drepturile contractuale de a primi fluxurile de trezorerie din activul financiar, dar își asumă o obligație contractuală de a le plăti unei terțe părți fără întârzieri semnificative, în cadrul unui aranjament de intermediere; sau
- grupul a transferat drepturile sale de a primi fluxuri de trezorerie, și ori a) a transferat în mod substanțial toate riscurile și beneficiile asociate activului financiar, ori b) nu a transferat în mod substanțial toate riscurile și beneficiile asociate activului financiar, dar a transferat controlul asupra activului financiar.

Grupul derecunoaște o datorie financiară (sau o parte a unei datorii financiare) din situația poziției financiare atunci când obligația specificată în contract este stinsă, anulată sau expiră.

vi) Compensari

Grupul compensează un activ financiar și o datorie financiară, iar valoarea netă este prezentată în situația poziției financiare atunci când:

- în mod curent are dreptul legal de a compensa valorile recunoscute; și
- intenționează fie să le deconteze pe o bază netă, fie să valorifice activul și să deconteze datoria în mod simultan.

Compensarea unui activ financiar recunoscut și a unei datorii financiare recunoscute, cât și prezentarea valorii nete, diferă de derecunoașterea unui activ financiar sau a unei datorii financiare.

(p) Impozitul pe profit

Cheltuiala cu impozitul pe profit cuprinde impozitul curent, impozitul amânat și impozitul minim global – Pillar Two. Impozitul curent, impozitul amânat și impozitul minim global sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere cu excepția cazului în care acestea sunt aferente combinărilor de întreprinderi sau unor elemente recunoscute direct în capitalurile proprii sau în alte elemente ale rezultatului global.

(i) Impozit curent

Impozitul curent reprezintă impozitul care se așteaptă să fie plătit sau primit pentru profitul sau pierderea fiscală realizată în anul curent, utilizând cote de impozitare adoptate sau în mare măsură adoptate la data raportării, precum și orice ajustare privind obligațiile de plată a impozitului pe profit aferente anilor precedenți.

(ii) Impozit amânat

Impozitul amânat este recunoscut pentru diferențele temporare ce apar între valoarea contabilă a activelor și datoriilor utilizată în scopul raportărilor financiare și baza fiscală utilizată pentru calculul impozitului.

O datorie privind impozitul amânat trebuie recunoscută pentru toate diferențele temporare impozabile, cu excepția cazului în care datoria amânată provine din:

- recunoașterea inițială a fondului comercial; sau
- recunoașterea inițială a unui activ sau a unei datorii într-o tranzacție care:

- nu este o combinaire de întreprinderi;
- la momentul tranzacției, nu afectează nici profitul contabil, nici profitul impozabil (pierdere fiscală);
- la momentul tranzacției, nu dă naștere unor diferențe temporare impozabile și deductibile egale.

O entitate trebuie să recunoască o datorie privind impozitul amânat pentru toate diferențele temporare impozabile asociate cu investițiile în filiale, sucursale și asociați, precum și cu interesele în aranjamente comune, cu excepția cazului în care sunt îndeplinite ambele condiții următoare:

- societatea-mamă, investitorul, asociatul în participațiune sau operatorul în participațiune este capabil să controleze momentul inversării diferenței temporare; și
- este probabil ca diferența temporară să nu se inverseze în viitorul previzibil.

O creanță privind impozitul amânat trebuie recunoscută pentru toate diferențele temporare deductibile în măsura în care este probabil să existe un profit impozabil disponibil pentru care diferența temporară deductibilă poate fi utilizată, cu excepția cazului în care activul fiscal amânat provine din recunoașterea inițială a unui activ sau a unei datorii într-o tranzacție care:

- nu este o combinaire de întreprinderi;
- la momentul tranzacției, nu afectează nici profitul contabil, nici profitul impozabil (pierdere fiscală); și
- la momentul tranzacției, nu dă naștere unor diferențe temporare impozabile și deductibile egale.

O entitate trebuie să recunoască o creanță cu impozitul amânat pentru toate diferențele temporare deductibile care decurg din investiții în filiale, sucursale și entități asociate, precum și din participații în aranjamente comune, în măsura în care și numai în măsura în care este probabil ca:

- diferența temporară să se inverseze în viitorul previzibil; și
- profitul impozabil va fi disponibil pentru care diferența temporară poate fi utilizată.

Evaluarea impozitului amânat reflectă consecința fiscală care ar decurge din modul în care Grupul se așteaptă, la sfârșitul perioadei de raportare, să recupereze sau să deconteze valoarea contabilă a activelor și a datoriilor sale.

Impozitul amânat este calculat pe baza cotelor de impozitare care se preconizează că vor fi aplicabile diferențelor temporare la reluarea acestora, în baza legislației adoptate sau în mare măsură adoptate la data raportării.

Datoriile privind impozitul amânat sunt reprezentate de valorile impozitului pe profit, plătibile în perioadele contabile viitoare cu privire la diferențele temporare impozabile.

Creanțele privind impozitul amânat sunt reprezentate de valorile impozitului pe profit, recuperabile în perioadele viitoare, cu privire la:

- diferențe temporare deductibile;
- reportarea pierderilor fiscale neutilizate; și
- reportarea creditelor fiscale neutilizate.

Acestea sunt revizuite la fiecare dată de raportare și sunt diminuate în măsura în care nu mai este probabilă realizarea beneficiului fiscal aferent.

Creanțele și datoriile cu impozitul amânat sunt compensate numai dacă există dreptul legal de a compensa datoriile și creanțele cu impozitul curent și dacă acestea sunt aferente impozitelor percepute de aceeași autoritate fiscală pentru aceeași entitate supusă taxării sau pentru entități fiscale diferite, dar care intenționează să deconteze creanțele și datoriile cu impozitul curent pe baza netă sau ale căror active și datorii din impozitare vor fi realizate simultan.

Grupul determină activele și datoriile privind impozitul amânat folosind metoda datoriei situației poziției financiare în conformitate cu IAS 12 pentru toate diferențele temporare dintre bazele impozabile contabile și fiscale ale activelor și datoriilor recunoscute în situațiile financiare în conformitate cu IFRS și în situațiile fiscale ale Transelectrica. În plus, avantajul fiscal din pierderile reportate existente care sunt susceptibile a fi realizate este de asemenea inclus în calcul.

(iii) Impozitul minim global – Pillar Two

Impozitul minim global reprezintă un impozit suplimentar calculat la nivelul Grupului în cadrul unei jurisdicții pentru care se obține o rată efectivă de impozitare sub 15% ("rata minimă de impozitare") aplicată la profitul net calificat. Acesta este calculat conform prevederilor Legii 431/2023, *privind*

asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni, pentru care s-au luat în calcul orientări suplimentare furnizate de Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE), ca sursa de ilustrare sau de interpretare, cu scopul asigurării aplicării coerente a legislației în vigoare.

(iv) Expunerea în ceea ce privește impozitul pe profit

Grupul consideră impactul poziției taxelor incert și dacă taxe și dobânzi suplimentare pot fi datorate, la determinarea valorii impozitului curent și amânat. Această evaluare se bazează pe estimări și ipoteze și poate implica o serie de raționamente profesionale cu privire la evenimente viitoare. Informații noi pot deveni disponibile care pot determina Grupul să modifice raționamentele sale profesionale în ceea ce privește caracterul adecvat al obligațiilor fiscale existente; astfel de modificări ale obligațiilor fiscale pot avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care o astfel de determinare are loc.

(q) Beneficiile angajaților

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Obligația netă a Grupului în ceea ce privește beneficiile pe termen lung acordate salariaților, alta decât planurile de pensii, este valoarea beneficiilor viitoare pe care salariații le-au câștigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă și în cea anterioară. Acest beneficiu este actualizat pentru a determina valoarea justă a acestuia, iar valoarea justă a oricarui activ aferent este dedusă. Aceste beneficii sunt estimate utilizând metoda factorului de credit proiectat. Orice câștiguri sau pierderi actuariale sunt recunoscute în alte elemente ale rezultatului global în perioada în care apar, cu excepția primelor jubiliare care se recunosc în contul de profit și pierdere.

Beneficii ale angajaților pe termen scurt

Obligațiile privind beneficiile pe termen scurt evaluate pe o bază neactualizată și sunt recunoscute ca și cheltuieli pe măsură ce serviciile sunt prestate. Un provizion este recunoscut la valoarea estimată a fi platită pentru beneficiile pe termen scurt sub formă de prime sau participarea salariaților la profit, numai în cazul în care Grupul are o obligație prezentă, legală sau implicită de a achita această sumă pentru serviciile trecute prestate de angajați, iar această obligație poate fi estimată. Beneficiile angajaților pe termen scurt sunt reprezentate în principal de salarii.

În cursul normal al activității, Grupul face plăți în numele angajaților săi către fondul de pensii. Toți angajații Grupului sunt membri ai planului de pensii al Statului Român. Aceste plăți sunt trecute pe cheltuielă pe măsura prestării serviciilor de către angajați.

(r) Venituri

Venitul este recunoscut atunci când Grupul îndeplinește o obligație de executare prin transferul unui bun sau al unui serviciu prestat către un client. Un activ este transferat atunci când (sau pe măsură ce) clientul obține controlul asupra acelui activ.

Transelectrica contabilizează un contract cu un client doar dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

- părțile au aprobat contractul și sunt de acord să își onoreze obligațiile,
- Transelectrica poate identifica drepturile fiecărei părți cu privire la bunurile și serviciile transferate,
- Transelectrica poate identifica termenii de plată privind bunurile și serviciile transferate,
- contractul are substanță comercială (adică modifică riscul, momentul apariției și suma fluxurilor viitoare de trezorerie ale entității)
- este probabil ca entitatea să colecteze contraprestația la care este îndreptățită în schimbul bunurilor și serviciilor transferate clientului. Aceasta presupune evaluarea abilității și intenției clientului de a plăti contraprestația atunci când aceasta este datorată.

Veniturile constau, în principal, în venituri din serviciul de transport, din serviciul de sistem și din piața de echilibrare calculate în funcție de volumul energiei livrată consumatorilor. Tarifele de transport și de servicii de sistem sunt reglementate de către ANRE. Veniturile includ de asemenea valoarea tranzacțiilor desfășurate pe piața de echilibrare, după cum este descris în Nota 1.

Statul român, prin ANRE, reglementează tarifele percepute de Grup pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de operator de sistem. Statul român îndeplinește mai multe roluri în afară de cel de acționar majoritar și, ca urmare ar putea avea obiective și scopuri mai cuprinzătoare decât un investitor al cărui principal interes este randamentul investiției.

După cum este menționat în Nota 1, Compania este și administratorul schemei de sprijin de tip bonus

pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Compania acționează în calitate de agent întrucât este implicată în colectarea și distribuirea banilor.

De asemenea, Compania și OPCOM SA sunt implicate în mecanismul de cuplare prin preț a piețelor regionale în baza Ordinului ANRE nr.82/2014 (vezi Nota 1).

Astfel, în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale, CNTEE Transelectrica SA:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și PI și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU și PI, respectiv trecerea energiei de la o zonă de ofertare la alta prin intermediul liniilor de interconexiune, fiind limitată de capacitatea disponibilă de transfer a acestora.

Tarifele de racordare

IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții" se aplică contractelor cu clienții în care Compania încasează disponibilități bănești (tariful de racordare) de la un client în vederea executării de lucrări noi (racord la un loc de producere sau de consum) sau de modificare a instalațiilor de racordare existente.

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prevede la art. 25 alin. (1) următoarele: *"...Racordarea la rețelele electrice de interes public și accesul la rețelele electrice de interes public reprezintă servicii obligatorii, în condiții reglementate, pe care trebuie să le îndeplinească operatorul de transport și de sistem, precum și operatorul de distribuție, inclusiv comunitățile de energie ale cetățenilor care gestionează rețelele de distribuție."*

În condițiile în care, conectarea unui client la rețeaua electrică de transport nu reprezintă o componentă separată a contractului de racordare, tarifele de racordare sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere în mod sistematic pe durata de viață utilă a activului.

Compania recunoaște disponibilitățile bănești încasate din tariful de racordare în creditul contului "Venituri în avans" în cadrul situației poziției financiare și ulterior recunoaște venitul în categoria "Alte venituri" în cadrul contului de profit și pierdere, în mod sistematic pe durata de viață utilă a activului.

(s) Costurile nete ale finanțării

Costurile nete ale finanțării includ dobânzile corespunzătoare împrumuturilor calculate folosind metoda ratei efective de dobândă, mai puțin costurile îndatorării capitalizate ca parte a costurilor activelor cu ciclul lung de fabricație, veniturile din dividende, diferențele de curs valutar favorabile și nefavorabile, onorariile și comisioanele de risc.

Veniturile din dobânzi sunt recunoscute în contul de profit și pierdere al anului în care apar, folosind metoda ratei efective de dobândă. Veniturile din dividende sunt recunoscute în contul de profit și pierdere la data la care dreptul Grupului de a primi dividende este recunoscut.

(t) Subvenții

Subvențiile aferente activelor sunt recunoscute inițial ca "venituri în avans" la valoarea justă atunci când există o asigurare rezonabilă că vor fi primite, iar Grupul va respecta condițiile asociate subvențiilor, iar apoi subvențiile sunt recunoscute în contul de profit și pierdere ca alte venituri din exploatare pe parcursul duratei de viață utilă a activului la care se referă. Fondurile nerambursabile sunt recunoscute ca și active în momentul în care există o asigurare rezonabilă că acestea vor fi primite prin îndeplinirea condițiilor aferente.

(u) Provizioane

Un provizion este recunoscut atunci, și numai atunci când sunt îndeplinite următoarele condiții:

- Grupul are o obligație curentă (legală sau implicită) ca urmare a unui eveniment trecut;
- este probabil (adică, mai mult probabil decât improbabil) ca o ieșire de resurse reprezentând beneficii economice să fie necesară pentru decontarea obligației;
- când poate fi făcută o estimare corectă în ceea ce privește suma obligației.

Acolo unde efectul valorii în timp a banilor este semnificativ, valoarea unui provizion este valoarea prezentă a cheltuielilor ce se prevăd a fi necesare pentru decontarea obligației.

(v) Rezultatul pe acțiune

În conformitate cu SIC 33 "Rezultatul pe acțiune", rezultatul pe acțiune este calculat prin împartirea profitului sau pierderii atribuite acționarilor Grupului la media ponderată a acțiunilor ordinare ale perioadei.

Media ponderată a acțiunilor în circulație în timpul exercițiului reprezintă numărul de acțiuni de la începutul perioadei, ajustat cu numărul acțiunilor emise, înmulțit cu numărul de luni în care acțiunile s-au aflat în circulație în timpul exercițiului.

Diluarea este o reducere a rezultatului pe acțiune sau o creștere a pierderilor pe acțiune rezultate în ipoteza că instrumentele convertibile sunt convertite, sau ca acțiuni ordinare sunt emise după îndeplinirea anumitor condiții specificate. Obiectul rezultatului pe acțiune diluat este similar cu acela al rezultatului pe acțiune de bază și anume, de a evalua interesul fiecărei acțiuni ordinare în cadrul performanței unei entități.

(w) Contingente

Datoriile contingente nu sunt recunoscute în situațiile financiare anexate. Acestea sunt prezentate în cazul în care ieșirea de resurse încorporând beneficii economice este posibilă și nu probabilă.

Un activ contingent nu este recunoscut în situațiile financiare anexate, ci este prezentat atunci când o intrare de beneficii economice este probabilă.

(x) Segmente operaționale

Un segment operațional este o componentă a unei entități:

- care se angajează în activități din care poate obține venituri și de pe urma cărora poate suporta cheltuieli (inclusiv venituri și cheltuieli aferente tranzacțiilor cu alte componente ale aceleiași entități);
- ale cărei rezultate din activitate sunt revizuite periodic de către principalul factor decizional al entității în vederea luării de decizii cu privire la alocarea resurselor pe segment și a evaluării performanței acestuia; și
- pentru care sunt disponibile informații financiare distincte.

Grupul își desfășoară operațiunile în mai multe locații din România, care sunt angajate atât în activitatea de transport, cât și în cea de dispecer. Conducerea Grupului consideră operațiunile în totalitatea lor ca "un singur segment".

Segmentele operaționale sunt prezentate în manieră consecventă cu raportarea internă furnizată de către principalul factor decizional operațional al entității în vederea luării de decizii cu privire la alocarea resurselor pe segmente și a evaluării performanței acestuia.

(y) Garanții

Garantiile sunt recunoscute ca imobilizări financiare în urma exigibilității/rambursării la o dată ulterioară unui an.

(z) Leasing

Grupul, în calitate de locatar, recunoaște un activ cu drept de utilizare și o datorie de leasing corespunzătoare pentru contractele de leasing, cu scutirile permise. Un contract de leasing este dobândirea unui drept de utilizare a unui activ suport, cu prețul de cumpărare plătit în rate. Locatarul recunoaște activul cu drept de utilizare și datoria de leasing inițial la data începerii.

Excepțiile de la aplicarea IFRS 16 pot fi:

- contracte de leasing cu o durată de închiriere de 12 luni sau mai puțin și care nu conțin opțiuni de achiziție, și
- contracte de leasing unde activul suport are o valoare mică.

La data începerii, se măsoară datoria de leasing la o sumă egală cu valoarea actualizată a plăților de leasing pe durata leasingului care nu sunt plătite la acea dată.

Rata de actualizare pe care o folosește locatarul este rata dobânzii implicită în contractul de leasing, dacă această rată poate fi determinată cu ușurință. Locatarul folosește rata marginală de împrumut dacă rata dobânzii implicită în contract de leasing nu poate fi determinată cu ușurință.

Dreptul de utilizare al activului este ulterior evaluat la cost, minus amortizarea acumulată și orice pierderi din depreciere acumulate.

Grupul aplică scutirea de la recunoașterea contractelor de leasing pe termen scurt pentru contractele sale de leasing pe termen scurt și valoare redusă. Plățile de leasing aferente sunt recunoscute drept cheltuieli în mod liniar pe durata contractului de leasing. Astfel contractelor care nu îndeplinesc condițiile de

recunoaștere în conformitate cu IFRS 16, sunt înregistrate direct în contul de profit și pierdere ca și cheltuieli cu redevențele, locațiile de gestiune și chirii.

(aa) Imobilizări financiare

Investițiile Companiei în asocieri în participație și entități asociate se prezintă în bilanț la valoarea de intrare, mai puțin ajustările cumulate pentru pierdere de valoare. Restul investițiilor financiare în entități care nu intră în perimetrul de consolidare, altele decât cele menționate anterior, se prezintă la valoare justă.

(bb) Implicațiile noilor Standarde Internaționale de Raportare Financiară (IFRS UE)

- Următoarele standarde noi și amendamente la standardele existente emise de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) și adoptate de UE sunt în vigoare pentru perioada de raportare curentă:

În anul curent, Grupul a aplicat amendamente la IAS 21 „Lipsa convertibilității” emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) care sunt obligatorii pentru perioadele de raportare începând cu sau după 1 ianuarie 2025. Adoptarea acestor amendamente nu a avut impact semnificativ asupra informațiilor care trebuie furnizate sau asupra sumelor raportate în aceste situații financiare

- Următoarele standarde noi și amendamente ale standardelor existente emise de Comitetul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) și adoptate de Uniunea Europeană (UE) ce nu au intrat încă în vigoare pentru perioada de raportare financiară anuală încheiată la 31 decembrie 2025 și nu au avut impact sau nu fost aplicate la întocmirea prezentelor situații financiare:

La data aprobării acestor situații financiare, Grupul nu a aplicat următoarele standarde de contabilitate IFRS modificate care au fost emise de IASB și adoptate de UE, dar nu au intrat încă în vigoare.

Standard de contabilitate	Titlu	Data intrării în vigoare stabilită de IASB
Amendamente la IFRS 9 și IFRS 7	Amendamente la clasificarea și evaluarea instrumentelor financiare	1 ianuarie 2026
Amendamente la IFRS 9 și IFRS 7	Contracte care fac referire la energia electrică dependentă de condițiile naturale	1 ianuarie 2026
Amendamente la IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 și IAS 7	Îmbunătățiri anuale ale Standardelor de Contabilitate IFRS - Volumul 11	1 ianuarie 2026

- La data aprobarii acestor situații financiare, următoarele standarde existente au fost emise de către IASB, dar nu au fost încă adoptate de către UE:

În prezent, IFRS astfel cum au fost adoptate de UE nu diferă semnificativ de standardele de contabilitate IFRS adoptate de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB), cu excepția următoarelor standarde noi și amendamente la standardele existente, care nu au fost adoptate de UE la data autorizării prezentelor situații financiare:

Standard de contabilitate	Titlu	Stadiu adoptare UE
IFRS 18	Prezentare și dezvăluire de informații în situațiile financiare (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Nu au fost încă adoptate de UE
IFRS 19 cu amendamentele ulterioare	Filiale fără răspundere publică: informații de furnizat (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Nu au fost încă adoptate de UE
Amendamente la IAS 21	Tranziția la o monedă de prezentare hiperinflaționistă (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Nu au fost încă adoptate de UE
IFRS 14	Conturi de amânare aferente activităților reglementate (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2016)	Comisia Europeană a decis să nu înceapă procesul de aprobare al acestui standard interimar și să aștepte standardul final.
Amendamente la IFRS	Vânzarea de sau contribuția cu active între un	Procesul de aprobare a fost

Standard de contabilitate	Titlu	Stadiu adoptare UE
10 și IAS 28	investitor și entitățile asociate sau asocierile în participație ale acestuia și amendamentele ulterioare (data intrării în vigoare a fost amânată pe perioadă nedeterminată de IASB, dar este permisă aplicarea anticipată)	amânat pe o perioadă nedeterminată până la finalizarea proiectului de cercetare privind metoda punerii în echivalență.

4. Determinarea valorii juste

Anumite politici contabile ale Grupului și cerințe de prezentare a informațiilor necesită determinarea valorii juste atât pentru activele și datoriile financiare, cât și pentru cele nefinanciare. În determinarea valorilor juste ale activelor și datoriilor, Grupul folosește pe cât posibil valori de piață observabile. Valorile juste sunt clasificate pe mai multe niveluri în ierarhia valorilor juste pe baza datelor de intrare folosite în tehnicile de evaluare, după cum urmează:

- Nivelul 1: prețuri cotate (neajustate) de pe piețe active pentru active și datorii identice;
- Nivelul 2: date de intrare, altele decât prețurile cotate incluse în nivelul 1, care sunt observabile pentru active sau datorii, fie în mod direct (ex: prețuri) sau indirect (ex: derivate din prețuri);
- Nivelul 3: date de intrare pentru active și datorii care nu sunt bazate pe date din piață observabile.

Valorile juste au fost determinate în scopul evaluării și/sau prezentării informațiilor în baza metodelor descrise mai jos:

(i) **Imobilizări corporale**

Valoarea justă a elementelor de imobilizări corporale se bazează în principal pe modelul de reevaluare având în vedere particularitățile imobilizărilor corporale deținute de către Grup, cu excepția activelor în curs de execuție, care sunt contabilizate în conformitate cu modelul bazat pe cost.

5. Imobilizări corporale

Între 1 ianuarie 2024 și 31 decembrie 2025, imobilizările corporale au evoluat, astfel:

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
COST								
Sold la 1 ianuarie 2024	171.005	1.945.054	2.267.849	144.137	25.065	280.939	1.001.422	5.835.471
Intrări	-	3.092	3.732	8.878	5.938	222	638.578	660.440
Transferuri din imobilizări corporale în curs	524	428.577	125.269	101.543	2.177	554	(658.644)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	-	-	-	-	-	2.802	2.802
Ieșiri	(32)	(462)	(5.383)	(28)	(145)	(7.569)	(154)	(13.774)
Sold la 31 Decembrie 2024	171.497	2.376.261	2.391.467	254.531	33.034	274.146	984.003	6.484.939
Sold la 1 ianuarie 2025	171.497	2.376.261	2.391.467	254.531	33.034	274.146	984.003	6.484.939
Intrări	10.329	8.273	4.242	55.555	34.828	88	701.076	814.391
Transferuri din imobilizări corporale în curs	7	193.105	251.667	72.923	343	1.233	(519.278)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	200	(200)	-	(3.501)	-	-	(3.501)
Ieșiri	-	(9.239)	(3.233)	(7.575)	(354)	(2.320)	(11.648)	(34.370)
Sold la 31 Decembrie 2025	181.833	2.568.600	2.643.942	375.433	64.351	273.147	1.154.154	7.261.460
Sold la 1 ianuarie 2024	138	-	-	-	-	265.591	-	265.729
Cheltuiala cu amortizarea	-	95.140	154.769	41.374	4.281	4.861	-	300.425
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(387)	(31)	(18)	(73)	(7.569)	-	(8.078)
Sold la 31 Decembrie 2024	138	94.753	154.738	41.356	4.208	262.884	-	558.077
Sold la 1 ianuarie 2025	138	94.753	154.738	41.356	4.208	262.884	-	558.077
Cheltuiala cu amortizarea	-	87.782	156.393	45.558	5.543	3.500	-	298.776
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(3.425)	(1.131)	(7.476)	(60)	(2.320)	-	(14.414)
Sold la 31 Decembrie 2025	138	179.109	309.999	79.438	9.691	264.064	-	842.439

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
Ajustări pentru depreciere								
Sold la 1 ianuarie 2024	-	-	-	-	-	-	11.599	11.598
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-	-	-	9	9
Sold la 31 Decembrie 2024	-	-	-	-	-	-	11.608	11.608
Sold la 1 ianuarie 2025	-	-	-	-	-	-	11.608	11.608
Reversare ajustări de depreciere	-	-	-	-	-	-	(7.227)	(7.227)
Sold la 31 Decembrie 2025	-	-	-	-	-	-	4.381	4.381
Valoarea contabilă netă								
Sold la 31 Decembrie 2024	171.359	2.281.508	2.236.729	213.174	28.826	11.262	972.395	5.915.254
Sold la 31 Decembrie 2025	181.695	2.389.491	2.333.943	295.996	54.660	9.083	1.149.772	6.414.639

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 pe fondul creșterii sumelor imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrica astfel cele mai semnificative :

- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu – 134.247;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 57.608;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 kV București Sud – 55.208;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 44.448;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 34.302;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22.900;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare puterii din Centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montare de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 18.078;

În anul 2025, cele mai mari **transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale**, în sumă de **519.278**, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrica astfel cele mai semnificative din care enumerăm pe cele mai semnificative:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 176.795;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82.814;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 70.395;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET Etapa I + Etapa II (H.CA nr.17/2007) – 50.083;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I și II de finanțare) - 26.642;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 20.576;
- Relocare/protecții rețea înaltă tensiune 400 kV-LEA 400 kV s.c Urechești-Domnești și LEA 400 kV s.c Brazi Vest-Domnești la intersecția cu Autostrada de Centură București-km 0+000, km 100+900, Lotul 3, Sector 1, km 85+300, km 100+765-Centura Sud, Sector 2, km:0+00 – 15.326.

În anul 2025 s-au înregistrat ieșiri din imobilizări corporale în curs de execuție prin recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei în sumă de 9.949, astfel:

- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația electrică 400/110 kV Gura Ialomiței, în sumă de 2.889 lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III (H.CA nr. 2/2008), în sumă de 2.782 lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV, în sumă de 4.278 lei.

Soldul **imobilizărilor corporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2025, în sumă de **1.064.066**, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 318.644;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 166.604;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97.429;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 68.865;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 49.537;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălcu 1 și CEE 18 MW Fălcu 2 prin noua Stație

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

- (400)/220/110 kV Banca – 46.885;
- Stația 400 kV Stâlp – 44.306;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 28.408;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22.922;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 16.844;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 16.246;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 15.701;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 15.329;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 13.093.

Ultima reevaluare a activelor a fost realizată la 31 decembrie 2023, astfel Compania a înregistrat în evidența contabilă rezultatul raportului de reevaluare efectuat de către societatea Appraisal&Valuation divizia de evaluări și consultanță din cadrul NAI România, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din Romania (ANEVAR).

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, Societatea nu are active gajate sau ipotecate.

Valoarea justă a imobilizărilor corporale

Imobilizările corporale ale Societății, altele decât imobilizările corporale în curs, sunt prezentate în situațiile financiare la valoarea reevaluată, aceasta reprezentând valoarea justă la data evaluării, mai puțin amortizarea acumulată și ajustările de depreciere.

Valoarea justă a terenurilor Societății a fost determinată folosind metoda comparației directe.

Această metodă se recomandă pentru proprietăți, când există date suficiente și sigure privind tranzacții sau oferte de vânzare cu proprietăți similare în zonă. Analiza prețurilor la care s-au efectuat tranzacțiile sau a prețurilor cerute sau oferite pentru proprietățile comparabile este urmată de efectuarea unor corecții ale prețurilor acestora, pentru a cuantifica diferențele dintre prețurile plătite, cerute sau oferite, cauzate de diferențele între caracteristicile specifice ale fiecărei proprietăți în parte, numite elemente de comparație.

Valoarea justă a clădirilor, echipamentelor și instrumentelor de măsură a fost determinată folosind abordarea prin cost.

Această metodă presupune că valoarea maximă a unui activ pentru un cumpărător informat este suma care este necesară pentru a cumpăra ori a construi un activ nou cu utilitate echivalentă. Când activul nu este nou, din costul curent brut trebuie scăzute toate formele de depreciere care i se pot atribui acestuia, până la data evaluării.

Informații referitoare la ierarhia valorii juste la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024:

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 Decembrie 2025
Terenuri și amenajări de terenuri	-	-	181.695	181.695
Clădiri și instalații speciale	-	-	2.389.491	2.389.491
Utilaje și echipamente	-	-	2.333.943	2.333.943
Aparate de măsură și control	-	-	295.996	295.996
Vehicule	-	-	54.660	54.660
Alte imobilizări corporale	-	-	9.083	9.083
Total	-	-	5.264.867	5.264.867

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE Tranelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 Decembrie 2024
Terenuri și amenajări de terenuri	-	-	171.359	171.359
Clădiri și instalații speciale	-	-	2.281.508	2.281.508
Utilaje și echipamente	-	-	2.236.729	2.236.729
Aparate de măsură și control	-	-	213.174	213.174
Vehicule	-	-	28.826	28.826
Alte imobilizări corporale	-	-	11.262	11.262
Total	-	-	4.942.859	4.942.859

Valoarea la cost a elementelor de imobilizări corporale este reprezentată de valoarea justă a acestora din care s-a dedus valoarea rezervei din reevaluare la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, fiind prezentată mai jos:

	Valoarea la cost 31 decembrie 2025	Valoarea la cost 31 decembrie 2024
Terenuri și amenajări de terenuri	119.536	109.692
Clădiri și instalații speciale	1.948.997	2.129.716
Utilaje și echipamente	1.718.234	1.459.397
Aparate de măsură și control	278.742	252.472
Vehicule	50.297	21.631
Alte imobilizări corporale	9.083	7.056
TOTAL	4.124.889	3.979.964

6. Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing se prezintă, astfel:

	Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing
Cost	
Sold la 1 ianuarie 2024	43.224
Intrari	2.609
Iesiri	(2.362)
Sold la 31 Decembrie 2024	43.470
Sold la 1 ianuarie 2025	43.470
Intrari	8.365
Iesiri	-
Sold la 31 Decembrie 2025	51.835
Amortizare cumulata	
Sold la 1 ianuarie 2024	28.176
Cheltuiala cu amortizarea	8.719
Amortizarea cumulata a iesirilor	(1.575)
Sold la 31 decembrie 2024	35.320
Sold la 1 ianuarie 2025	35.320
Cheltuiala cu amortizarea	9.557
Amortizarea cumulata a iesirilor	-
Sold la 31 decembrie 2025	44.877
Ajustari pentru depreciere	
Sold la 1 ianuarie 2024	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2024	-

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing
Ajustari pentru depreciere	
Sold la 1 Ianuarie 2025	-
Cheltuiala cu ajustarile de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2025	-
VALOAREA CONTABILA NETA	
Sold la 31 decembrie 2024	8.150
Sold la 31 Decembrie 2025	6.958

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Contractul nr. C232 intrat în vigoare cu 01.10.2020, valabil pe o perioadă de 5 ani, are valoarea de 9 mil. euro (fără TVA).

La data de 05.05.2025 a fost semnat Actul Adițional nr. 2 la contractul C232/2020, prelungind durata cu 6 luni, în aceleași condiții până la 01.04.2026, cu suma de 900.000 euro (fără TVA). Astfel, valoarea totală a contractului, pentru suprafața de 9.000 mp, 35 locuri de parcare și o durată de 66 luni, este de 9.900.000 euro (fără TVA).

La data de 31 decembrie 2025, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 2.149 lei.

Pentru acest contract, Compania achită un quantum lunar de 16.67 euro/mp (fără TVA) pentru închirierea spațiilor de birouri, rezultând o valoare anuală de cca. 1,8 mil. euro.

Smart SA a avut încheiat un contract de închiriere care constă în închirierea clădire birouri, în suprafață de 449,75 mp clădirea Formenerg din b-dul Gheorghe Șincai nr.3, cu o valoare de 53.970 euro/an în quantum de 10 euro/mp reprezentând 4.497,5 euro/lună, cu act adițional de prelungire până la sfârșitul anului 2025.

În data de 8 ianuarie 2026 a fost încheiat un nou contract de locațiune între Smart și RAPPs care constă în închirierea imobilului corp D1, etaj 8 situat în Piața Presei Libere, nr.1 în suprafață de 394,60 m.p., chiria lunară fiind de 3.005,14 euro (7,62 euro/m.p.) pe o perioadă de 1 an cu posibilitate de prelungire prin acte adiționale.

Totodata Smart are incheiat contract pentru active cu drept de utilizare pentru vehicule, iar dreptul de utilizare se amortizeaza pe durata de viata a vehiculelor fiind vorba de utilaje mari folosite pentru interventiile pentru mentenanta si reparatii retea. Valoarea ratei lunare este de 12.844,76 euro, contract de leasing este incheiat pentru 60 de luni, incepand cu luna ianuarie 2025.

Teletrans SA are încheiat un contract de închiriere care constă în închirierea clădire, teren aferent și curte imobil, în suprafață estimată de 1080 mp închiriable și curte în folosință exclusivă de 196 mp situat în strada Stelea Spătaru nr.12, cu act adițional semnat în timpul anului pentru prelungire până în iulie 2028. Actul adițional implica o creștere a chiriei de la 8.600 euro/lună la 9.460 euro/lună, iar din anul 3 de contract valoarea chiriei se va indexa anual cu indicele HICP.

La 31 decembrie 2025, valoarea netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de societățile consolidate în clădirile respective de birouri este **1.663**.

Sume recunoscute în Situația fluxurilor de trezorerie

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Plăți totale de numerar aferente contractelor de leasing	(12.379)	12.247

Chiriile care nu fac obiectul activelor cu drept de utilizare, fiind pe termen scurt sau contracte cu valoare mica, se regasesc in pozitia de cheltuieli cu chiriile din Nota 26 Alte cheltuieli de exploatare.

Plățile aferente contractului de concesiune (redevență) sunt recunoscute ca și cheltuieli în contul de profit și pierdere de către Companie în timpul anului și sunt prezentate la Nota 26.

7. Imobilizări necorporale

i) Imobilizări necorporale

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, soldul imobilizărilor necorporale (inclusiv capitalizarea CPT-ului suplimentar) se prezintă, astfel:

	Licențe și software	CPT suplimentar	Imobilizări necorporale în curs	Total
Cost				
Sold la 1 ianuarie 2024	64.383	352.262	10.076	426.721
Achiziții	656	102.020	7.336	110.012
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	2.347	-	(2.347)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	28	-	-	28
Ieșiri	(28)	-	(2.802)	(2.830)
Sold la 31 Decembrie 2024	67.386	454.282	12.262	533.931
Sold la 1 ianuarie 2025	67.386	454.282	12.262	533.931
Achiziții	649	924	39.009	40.582
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	36.805	-	(36.805)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	-	-	-	-
Ieșiri	(936)	-	-	(936)
Sold la 31 Decembrie 2025	103.904	455.206	14.466	573.576
Amortizare cumulată				
Sold la 1 ianuarie 2024	62.331	82.027	(16)	144.343
Cheltuiala cu amortizarea	1.989	74.479	2	76.469
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(28)	-	-	(28)
Sold la 31 decembrie 2024	64.292	156.506	(14)	220.784
Sold la 1 ianuarie 2025	64.292	156.506	(14)	220.784
Cheltuiala cu amortizarea	3.197	90.995	2	94.194
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(625)	-	-	(625)
Sold la 31 decembrie 2025	66.863	247.501	(11)	314.353
Ajustari pentru depreciere				
Sold la 1 ianuarie 2024	2	-	(2)	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2024	2	-	(2)	-
Ajustari pentru depreciere				
Sold la 1 ianuarie 2025	2	-	(2)	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2025	2	-	(2)	-
VALOAREA CONTABILA NETA				
Sold la 31 decembrie 2024	3.093	297.776	12.278	313.147
Sold la 31 Decembrie 2025	37.038	207.706	14.479	259.223

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

a) Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2025, în sumă de **14.479**, este reprezentat de proiectele aflate în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 6.321;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3.661;
- Dezvoltare platforma MARI – 3.132;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 550;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 434.

În anul 2025 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de **36.805**, din care cele mai importante sunt:

- Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica – 12.937;
- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, componentă achiziție servicii de migrare și upgrade, aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 11.539;
- Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică – 5.943.

b) Imobilizări necorporale - CPT suplimentar

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic și respectiv, consumul tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial. Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Compania a înregistrat venituri reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT recunoscut în tariful de reglementare până la data de 31 decembrie 2025 în sumă de 455.206 astfel:

- 338.527 - pentru anul 2022;
- 13.735 - pentru anul 2023;
- 102.020 - pentru anul 2024;
- 924 - pentru Trim. I anul 2025.

La 31 decembrie 2025, aferentă acestor capitalizări este calculată o amortizare cumulată în sumă de 247.501 (156.506 la 31 decembrie 2024). Astfel, valoarea contabilă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 207.706 (297.776 la 31 decembrie 2024).

Precizăm că acest venit este de natură nemonetară, încasarea acestuia urmând a fi realizată de Companie în mod eșalonat prin tariful de transport în următorii cinci ani de la data capitalizării, respectiv până la 31.03.2030, în conformitate cu prevederile legislative incidente.

8. Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2025, respectiv 31 decembrie 2024, în valoare de **40.309**, este reprezentat, în principal:

- a) de garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1), alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivelor de investiții, astfel:

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

- LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia) în sumă de 4.200;
- LEA d.c. 220 kV Ostrovu Mare RET în sumă de 209.

b) de acțiuni deținute de Companie, valoarea netă a acestora este de 34.154, astfel:

Investitiile Companiei	Participatie %	31 decembrie 2025	Participatie %	31 decembrie 2024
Acțiuni deținute la Formenerg	-	-	100	1.948
Acțiuni deținute la OPCOM	97,84	30.687	97,84	30.687
Acțiuni deținute la BRM	0,35	28	0,32	26
Acțiuni deținute la TSC NET	6,25	2.207	6,25	2.207
Acțiuni deținute la Joint Allocation Office SA	3,85	1.232	4,00	1.232
Total acțiuni		34.154		36.101

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită (ambele societăți fiind investiții financiare ale Companiei).

Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către Formenerg.

În urma fuziunii celor 2 societăți, titlurile de participare ale Transelectrica deținute la TELETRANS au crescut cu 104, concomitent cu diminuarea titlurilor de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.

BRM (Bursa Română de Marfuri S.A.)

Societate pe acțiuni, de tip închis, care prin obiectul de activitate, modul de organizare și funcționare este o bursă de mărfuri, astfel cum este aceasta reglementată de Legea nr.375/2005 privind bursele de mărfuri și o societate de servicii de investiții financiare conform Legii nr.126/2018 privind piețele de instrumente financiare.

Printre acționarii BRM se află și Compania care deține 28 de acțiuni în valoare totală de 28.000 lei, cu o cotă de participare de 0,35%.

La nivel european, sectorul energetic se află într-un proces de transformare, punându-se accent pe tranziția de la un model preponderent național de evoluție și dezvoltare a sectorului energetic, la un model de dezvoltare integrată și coordonată la nivel european care să asigure dezvoltarea unitară la nivel continental dar care să permită și adaptarea la specificațiile naționale totodată cu urmărirea intereselor legitime ale statelor europene.

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- **TSCNET**
- **JAO**

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

A fost constituit pentru a deservi Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din regiunea est-central-vestică a Europei (regiunea CORE) în vederea implementării coordonate a codurilor europene de rețea. Afilierea se face cu participarea în cadrul acționariatului TSCNET prin efectuarea unei tranzacții de cumpărare de acțiuni în cadrul societății.

Prin Hotărârea nr. 9 a AGEA din data de 05 iunie 2018 s-a aprobat afiliera Companiei la Centrul de coordonare a securității din regiunea CORE, TSCNET prin participarea la capitalul social cu un aport de 470.500 euro (1 acțiune – 2.500 EUR).

JAO (Joint Allocation Office)

Începând cu anul 2019, licitațiile pentru alocarea capacităților pe termen lung se realizează coordonat de către JAO care a fost desemnat ca Operator al Platformei Unice de Alocare (SAP).

Transelectrica a fost invitată de JAO să devină parte a acționariatului acestuia.

Prin Hotărârea nr.10 a AGEA din data de 20 august 2018 s-a aprobat afilierea Companiei la acționariatul Joint Allocation Office (JAO) cu o subscriere în numerar în valoare de 259.325 euro, fiindu-i alocate 50 de acțiuni.

Investiția financiară în Geco Power Company

În martie 2025, Compania a participat cu un aport de 25% la capitalul social al Geco Power Company Green Energy Corridor Power Company.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență.

	31 decembrie 2025
Cota participare (%)	25%
Cota-parte din capitalul social	3.750
Cota-parte din rezultatul reportat	-
Cota parte din rezultatul exercitiului ajustat: pierdere	(378)
Sold la sfârșitul perioadei de raportare	3.372

9. Stocuri

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, stocurile (la valoarea netă) se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Piese de schimb	33.296	31.680
Consumabile și alte materiale	17.131	20.642
Materiale auxiliare	4.007	3.893
Alte stocuri	6.228	1.930
Total	60.662	58.144

Se preconizează că stocurile în valoare de 60.662 (la decembrie 2024:58.144) vor fi recuperate/valorificate după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Stocuri de valorificat în următoarele 12 luni	23.807	18.404
Stocuri de valorificat într-o perioadă mai mare de 12 luni	36.855	39.740
Total	60.662	58.144

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, ajustările pentru deprecierea stocurilor se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Ajustări pentru deprecierea materialelor consumabile	10.053	6.879
Ajustări pentru deprecierea altor materiale	5.483	5.329
Ajustări pentru deprecierea ambalajelor	122	122
Total	15.658	12.330

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, evoluția ajustărilor pentru deprecierea stocurilor se prezintă, astfel:

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	12.330	13.857
Înregistrare ajustări pentru deprecierea stocurilor	5.474	1.842
Reversare ajustări pentru deprecierea stocurilor	(2.146)	(3.368)
Sold la sfârșitul perioadei	15.658	12.330

În cursul anului 2025 și 2024, cheltuielile efectuate cu consumul de materiale și piese de schimb se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli privind piese de schimb	25.201	12.369
Cheltuieli privind alte materiale consumabile	6.391	5.359
Cheltuieli privind alte materiale	1.553	2.025
Cheltuieli cu materiale auxiliare	107	95
Cheltuieli privind combustibilul	3.096	3.166
(Câștiguri) / Pierderi depreciere stocuri	3.344	-
Total	39.692	23.014

Prezentarea defalcării de mai sus a cheltuielilor cu materiale și consumabile este modificată față de perioada anterioară, astfel pentru conformitate cu prezentarea curentă menționăm că la decembrie 2024 (Câștiguri) / Pierderi depreciere stocuri au fost în suma de **(1.480)** și s-au regăsit în Nota 26 Alte cheltuieli de exploatare.

10. Creanțe comerciale și alte creanțe

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, creanțele comerciale și alte creanțe se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creanțe comerciale	2.549.214	2.708.161
Alte creanțe	248.977	233.647
Avansuri către furnizori	374.940	769.896
TVA de recuperat	396.616	272.236
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(126.980)	(128.066)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(71.764)	(73.033)
Total	3.371.004	3.782.840

Structura creanțelor comerciale se prezintă astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Clienți – piața de energie din care:	2.531.401	2.698.954
- clienți - activitate operațională – energie	1.884.104	1.898.742
- clienți - piața de echilibrare	501.989	667.862
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	145.308	132.351
Clienți din alte activități	17.814	9.206
Total creanțe comerciale	2.549.214	2.708.161

Pentru anul 2025, linia "Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor" din contul de profit și pierdere, în sumă de 6.452 cuprinde următoarele elemente:

- Ajustări (nete) depreciere active curente în sumă de 1.845,
- Pierderi (nete) din creanțe și debitori diverși în sumă de 4.607.

Expunerea la risc pentru creanțe comerciale, alte creanțe și avansuri către furnizori:

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Rata previzionată a pierderilor	Pierdere preconizată pe toată durata de viață
Neajunse la scadență	2.831.976	0,01%	340
Scadența depășită între 1 – 30 zile	(632)	0%	-
Scadența depășită între 31 – 60 zile	2.293	0%	-
Scadența depășită între 60 – 90 zile	27.749	1,75%	484
Scadența depășită între 91 – 180 zile	7.511	0,54%	41
Scadența depășită între 181- 365 zile	702	47,10%	331
Mai mult de un an	303.533	65,08%	197.548
Total	3.173.132		198.744

- CNTEE Transelectrica SA își desfășoară activitatea operațională în baza Licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia Președintelui ANRE nr. 1793/26.08.2025, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibre.

La data de 31 decembrie 2025, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o scădere față de 31 decembrie 2024 determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie, în trimestrul IV al anului 2025 față de trimestrul IV al anului 2024.

Scăderea volumului tranzacțiilor din piața de echilibre în trimestrul IV al anului 2025, față de trimestrul IV 2024 a determinat și scăderea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, IBEX, MAVIR, Ciga Energy SA, Hidroelectrică, Electrica Furnizare SA, OPCOM, PPC ENERGIE SA, RAAN, JAO.

- CNTEE Transelectrica SA desfășoară activitățile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009 cu completările și modificările ulterioare, „principalele atribuții fiind de colectare lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusurilor”.

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 6% din total creanțe comerciale (în creștere față de 5% în 31 decembrie 2024).

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 31 decembrie 2025 o creștere a creanțelor determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 145.308 (132.351 la 31 decembrie 2024), reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76.702, respectiv de la RAAN - 63.467 și CET Govora SA - 13.235;
- bonus necuvenit pentru 2014, în sumă de 3.915, respectiv de la RAAN – 1.981, CET Govora – 1.934;
- bonus necuvenit pentru 2015, în sumă de 564, respectiv de la CET Govora - 534, Interagro - 30;
- bonus necuvenit pentru 2020, în sumă de 522 de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 20.430, respectiv de la: Transenergo Com – 5.882, Petprod - 4.391, Romenergy Industry – 2.681, RAAN - 2.386, UGM Energy – 1.504, CET Govora – 901, KDF Energy – 474 și alții.

Situația creanțelor aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență se prezintă, astfel:

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Supracompensare 2011 – 2013	76.702	76.702
Bonus necuvenit pentru 2014	3.915	3.915
Bonus necuvenit pentru 2015	564	564
Bonus necuvenit pentru 2020	522	522
Contributie pentru cogenerare neîncasată	20.430	20.781
Facturi emise după data de raportare, aferente exercițiului financiar încheiat	43.175	29.866
Total	145.308	132.351

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2024, suma de 8.601, de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8.401 din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2024, de la următorii producători: Bepco SRL, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Vest Energo.

Pentru stingerea creanțelor generate de supracompensare și bonus necuvenit, din anii anteriori, Compania a solicitat producătorilor calificați în schema de sprijin efectuarea de compensări reciproce. Pentru producătorii (RAAN, CET Govora) care nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datorilor reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: *“în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective”* și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

- Pe rolul Tribunalului Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. 9089/101/2013/a140, având ca obiect “pretenții suma de 86.513”, dosar în care Compania are calitatea de reclamantă, pârata fiind **Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN**.

Prin cererea de chemare în judecată formulată de Transelectrica SA, aceasta a solicitat obligarea pârtei RAAN la plata sumei de 86.513. Mai multe detalii privind acest dosar sunt prezentate la Nota 30.

- CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eșalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru perioada 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul 2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de **40.508**.

Ca urmare a suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție.

Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. În vederea recuperării creanțelor izvorâte înaintea deschiderii procedurii de insolvență, Compania a urmat procedurile specifice prevăzute de Legea nr. 85/2014 - Legea insolvenței și a solicitat instanței admiterea creanțelor, potrivit legii. Având în vedere cele prezentate, începând cu data de 9 mai 2016, Compania a sistat aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a achitat lunar către CET Govora bonusul de cogenerare.

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016,

efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei. Transelectrica a fost înscrisă în Tabelul preliminar și în cel definitiv cu o creanță în valoare totală de 28.200, din care suma de 25.557 este aferentă schemei de sprijin. În aceste condiții, Compania a inclus suma de 22.188 aferentă schemei de sprijin în contul debitori diverși, analitic distinct - ANRE, cu impact în poziția netă a schemei de sprijin.

Suma de 22.188 reprezintă creanța de încasat de la CET Govora aferentă schemei de sprijin (în suma de 25.557), corectată cu bonusul reținut de Companie conform art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, în sumă de 3.369.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin care se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Alte creanțe

La data de 31 decembrie 2025, alte creanțe în sumă de **248.977 (233.647 la 31 decembrie 2024)** includ în principal:

- debitori diverși **104.098 (135.507 la 31 decembrie 2024)**, din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 75.041 (din care suma de 25.854 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin) (80.489 la decembrie 2024, din care 25.853 penalități schema sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (24.464), RAAN (16.901), CET Govora (9.607), Electromontaj SA (5.865), OPCOM (4.625), Total Electric Oltenia (3.289), Multiservice G&G SRL (2.162), Petprod (1.894), GE Digital Service Europe (1.137), ISPE Proiectare și Consultanță (1.079). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice în suma de 11.924: Arelco Power (988), Enol Grup (2.541) și Next Energy Partners (8.395). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al societății respective în sumă de 4.517.
- sume primite cu caracter de subvenție **(31.924)** (9.866 la decembrie 2024), în principal aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de **10.291 (15.627 la 31 decembrie 2024)** reprezentate în principal de: CPT (5.747), polițe asigurări (1.730), chirie și mentenanță clădire birouri (763), servicii diverse (279) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de **4.513 (3.658 la 31 decembrie 2024)** reprezentând în principal concedii medicale achitate de angajator salariaților și care urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansuri către furnizori

La 31 decembrie 2025, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de **374.940** (769.896 la 31 decembrie 2024) și reprezintă, în principal, sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (ICP – *Interim Coupling Project*, SIDC - *Single Intraday Coupling*, SDAC - *Single Day-ahead Coupling* și IDA - *"IntraDay Auction"*) (MAVIR – 303.225, IBEX – 56.214 și JAO – 12.857).

TVA de recuperat

TVA de recuperat **396.616 (272.236 la 31 decembrie 2024)**– sumă aferentă deconturilor pentru perioada

septembrie 2025 – decembrie 2025. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania a încasat de la stat suma de 267.046, reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă deconturilor pentru perioada septembrie – noiembrie 2025.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale, a creanțelor comerciale incerte și pentru alte creanțe incerte

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2025, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: JAO (30.752), CET Govora (24.645), Romelectro (24.471), Arelco Power (14.513), Total Electric Oltenia SA (14.186), Romenergy Industry (13.513), Elsaco Energy (9.276), OPCOM (9.143), RAAN (8.517), Next Energy Partners (8.395).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

Atât pentru anul 2024, cât și pentru anul 2025 nu au fost înregistrate ajustări de valoare materiale pentru creanțe identificate specific. Detaliu privind mișcările aferente ajustărilor pentru deprecierea creanțelor se regăsește la Nota 34.

11. Numerar și echivalente de numerar

Numerarul și echivalentele de numerar includ soldurile numerarului, depozitelor la vedere și a depozitelor cu maturități inițiale de până la 90 zile de la data constituirii care au o expunere nesemnificativă la riscul de modificare a valorii juste, fiind utilizate de Companie pentru managementul angajamentelor pe termen scurt.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Conturi curente la bănci și depozite, din care:	761.057	707.030
<i>a) conturi curente la bănci și depozite activitatea curentă</i>	89.564	200.420
<i>b) conturi curente la bănci și depozite cu destinație specifică, din care</i>	671.493	506.610
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	-	300.321
- numerar din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	1.886	3.903
- numerar din taxa de racordare	297.638	88.099
- fonduri europene	7	54
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie și dividende)	371.290	109.417
- fonduri modernizare	672	4.817
Casa	135	144
Alte echivalente de numerar	-	-
Total	761.192	707.174

Următoarele informații sunt relevante în contextul situației consolidate a fluxurilor de numerar:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Conturi curente la bănci, depozite și alte echivalente de numerar	761.192	707.174
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionării lichidităților	(177.421)	-
Total numerar și echivalente de numerar în situația consolidată a fluxurilor de numerar	583.771	707.174

Numerarul este plasat la instituții financiare, considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță.

Rating/Perspectivă	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BBB+ / Stabilă	-	523.730
BBB+ / Negativă	116.971	
AA- / Stabilă	11.747	10.531
A- / Stabilă	-	1.534
BBB- / Pozitivă	-	2.226
BBB- / Stabilă	1.041	19.795
BBB / Stabilă	58	63
BBB- / Negativă	18.508	-
BBB / Negativă	-	-
BB / Stabilă	152	153
BB+ / Stabilă	-	26
A+ / Stabilă	612.579	148.972
Total	761.057	707.030

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

12. Alte active financiare

Alte active financiare includ depozitele bancare cu maturitate inițială mai mare de 90 zile.

La 31 decembrie 2025 nu sunt constituite depozite bancare cu maturitate inițială mai mare de 90 zile.

13. Capitaluri proprii

Capitalul social

În conformitate cu prevederile OUG nr. 86/2014 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, la data de 20 februarie 2015 a fost înregistrat în Registrul acționarilor Companiei transferul celor 43.020.309 acțiuni din contul Statului Român din administrarea Secretariatului General al Guvernului, în contul Statului Român în administrarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.

În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea și preluarea activităților Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului, care s-a desființat, și prin preluarea activității și a structurilor în domeniul întreprinderilor mici și mijlocii și mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Compania a funcționat sub autoritatea Ministerului Economiei până la data de 5 noiembrie 2019.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

La 31 decembrie 2025, acționarii CNTEE Transelectrica SA sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), Fondul de pensii administrat privat NN cu un număr de 4.007.688 acțiuni (5,47%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 16.839.437 acțiuni (22,97%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.682.141 acțiuni (6,38%).

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

La sfârșitul fiecărei perioade de raportare, capitalul social subscris și vărsat integral al Companiei, în sumă de 733.031.420 este împărțit în 73.303.142 acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 lei/acțiune și corespunde cu cel înregistrat la Oficiul Registrului Comerțului.

Structura acționariatului la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 este următoarea:

Acționar	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Numar de acțiuni	% din capitalul social	Numar de acțiuni	% din capitalul social
Statul Român prin SGG	43.020.309	58,69%	43.020.309	58,69%
Alți acționari persoane juridice	16.839.437	22,97%	16.442.683	22,43%
PAVAL HOLDING	4.753.567	6,49%	4.753.567	6,49%
NN Group NV	4.007.688	5,47%	4.007.688	5,47%
Alți acționari persoane fizice	4.682.141	6,38%	5.078.895	6,92%
Total	73.303.142	100,00%	73.303.142	100,00%

Compania recunoaște modificările în capitalul social în condițiile prevăzute de legislația în vigoare și numai după aprobarea lor în Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor și înregistrarea acestora la Oficiul Registrului Comerțului.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, capitalul social se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Capital social (valoare nominală)	733.031	733.031
Soldul capitalului social	733.031	733.031

Acționarii au dreptul la dividende și fiecare acțiune conferă un drept de vot în cadrul adunărilor Companiei.

Prima de emisiune

Toate acțiunile emise în cadrul majorării de capital social ce a avut loc prin oferta publică inițială primară în anul 2006 au fost subscrise și plătite integral la prețul de emisiune. Prima de emisiune în valoare de 50.222 (49.843 la 31 decembrie 2024), respectiv diferența dintre prețul de emisiune a acțiunilor și valoarea nominală a acestora a fost înregistrată în contul de rezerve al Companiei.

Rezerve legale

Rezervele legale în sumă de 146.606 la 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024, reprezintă rezerve legale constituite conform legislației în vigoare aplicabilă și nu pot fi distribuite.

Rezerve din reevaluare

Rezervele din reevaluare sunt în sumă de **1.496.393** la 31 decembrie 2025 și în sumă de **1.596.896** la 31 decembrie 2024.

În anul 2025 au fost incluse în rezerve din reevaluare și rezervele din reevaluare în suma de 18.050 preluate de Teletrans în baza fuziunii cu societatea Formenerg, care în anul 2024 nu a făcut parte din perimetrul de consolidare.

Ultima reevaluare a imobilizărilor corporale clasificate în grupa 1 – *Construcții* și în Grupa 2 – *Instalații tehnice, mijloace de transport* înregistrate în patrimoniul privat al Companiei a fost efectuată la 31 decembrie 2023 de către societatea Appraisal & Valuation divizia de evaluări și consultanță din cadrul NAI România, evaluator independent autorizat de către Asociația Națională a Evaluatorilor Autorizați din România.

Politica Transelectrica este ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut. În acest caz, valoarea surplusului transferat ar fi diferența dintre amortizarea calculată pe baza valorii contabile reevaluate a activului și valoarea amortizării calculate pe baza costului inițial al activului. Transferurile din surplusul din reevaluare în rezultatul reportat nu se efectuează prin profit sau pierdere. Efectele în calculul impozitului pe profit, dacă există, care rezultă din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt recunoscute și prezentate în conformitate cu IAS 12 - Impozitul pe profit.

Rezervele din reevaluare nu pot fi distribuite direct acționarilor, ci doar ulterior transferului acestora în rezultatul reportat.

Alte rezerve

La 31 decembrie 2025, alte rezerve sunt în sumă de **299.170** față de **256.747** la 31 decembrie 2024. Creșterea soldului altor rezerve la 31 decembrie 2025 comparativ cu 31 decembrie 2024 în sumă de 42.423 se datorează, în principal, subvențiilor aferente imobilizărilor aparținând domeniului public primite pentru următoarele obiective de investiții:

- Relocare/prot. rețea înaltă tensiune 400 Kv - LEA 400 kV s.c Urechești-Domnești și LEA 400 kV s.c Brazi Vest-Domnești la intersecția cu Autostrada de Centură București - Km 0+000, Km 100+900, Lotul 3, Sector1, Km 85+300, Km 100+765 - Centura Sud, Sector 2, Km:0+00 – 15.326;
- Execuție lucrări relocare rețele electrice de înaltă tensiune - LEA 400 kV (220 Kv) Gutinaș -Focșani Vest circuit comun cu LEA 400 (220) kV Focșani Vest-Barboși și Autostrada Buzău –Focșani - Proiectare Execuție – 5.053;
- Relocare rețelelor 220 kV pentru Autostrada de Centură București, Km 0+000 - Km 52+770, LOT 4 Km 47+600 - Km 52+070 – 4.765;
- Relocarea rețelelor 220 kV pentru Autostrada de Centură Bucurșsti, km 0+000-km 100+900, Sector Centura Nord, km 0+000-km 52+770, LOT 3 km 39+000-km 47+600 – 4.296;

Rezultatul reportat

Rezultatul reportat la data de 31 decembrie 2025 este în sumă de **3.346.751** (31 decembrie 2024: **3.123.993**).

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează un rezultat reportat pozitiv datorat, în principal, de variația următoarelor elemente:

- înregistrarea transferului rezervelor din reevaluare pe măsura amortizării mijloacelor fixe în rezultatul reportat în sumă de **117.767 (135.761** la 31 decembrie 2024);
- înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de **364.517** realizat la 31.12.2025 (**580.108** la 31 decembrie 2024);
- înregistrarea pierderii actuariale în rezultatul reportat în sumă de 21.911 (31 decembrie 2024, pierdere: 414). Această sumă a rezultat în urma aplicării prevederilor IAS 19 – Beneficiile angajaților (Nota 16).
- înregistrarea distribuirii profitului aferent anului 2024 ca dividende ce au fost alocate acționarilor în anul 2025 în sumă de 279.285 (20.525 la 31 decembrie 2024).

Dividende

Societățile din România pot distribui dividende din profiturile statutare, conform situațiilor financiare individuale statutare întocmite în conformitate cu reglementările contabile din România.

În data de 11 iunie 2025, Adunarea Generală a Acționarilor Societății a aprobat valoarea totală a dividendelor distribuite acționarilor din profitul anului 2024 în sumă de 279.285 (2024: 20.525). Valoarea dividendelor pe acțiune distribuite a fost de 3,81 RON pe acțiune (2024: 0,28 RON/acțiune).

Din dividendele distribuite de Societate în sumă de 279.285 (2024: 20.525) au fost plătite dividende în suma de 278.796 (2024: 20.584 mii RON), diferența reprezentând dividende neridicate de acționari.

14. Venituri în avans

Veniturile în avans sunt reprezentate în principal de: tariful de racordare, alte subvenții pentru investiții, fonduri europene nerambursabile încasate de la Ministerul Fondurilor Europene, Ministerul Energiei, Secretariatul General al Guvernului, precum și venituri din utilizarea capacității de interconexiune.

Situația veniturilor în avans la 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2024
Venituri înregistrate în avans -alocare capacitate din interconexiune	3.955	3.955	6.728	6.728

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2024
Venituri înregistrate în avans - fonduri europene	2.632	2.632	3.335	3.335
Venituri înregistrate în avans - altele	1.221	1.221	-	-
Fonduri din tarif de racordare	506.334	7.789	296.793	7.155
Fonduri Europene	320.157	8.095	232.180	2.299
Alte subvenții	20.963	349	21.211	2.716
Total	855.261	24.041	560.247	22.232

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în perioada ianuarie - decembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	22.232	16.138
Incasări în avans aferente capacității de interconexiune	128.019	93.714
Incasări din fonduri europene	-	2.585
Încasări din alte fonduri	1.527	-
Transfer din venituri în avans pe termen lung	3.778	(2.095)
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(130.792)	(88.040)
Venituri din fonduri europene	(723)	(70)
Sold la sfârșitul perioadei	24.041	22.232

Evoluția **veniturilor în avans pe termen lung** în perioada ianuarie – decembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	538.015	519.115
Subvenții racordare	259.419	47.520
Fonduri nerambursabile	29.754	43.189
PNRR	123.761	-
Transfer din venituri în avans pe termen scurt	(74.197)	(85.944)
Reluarea la venituri a subvențiilor	(45.532)	14.134
Sold la sfârșitul perioadei	831.220	538.015

15. Împrumuturi

Pentru anul 2025, mișcările aferente împrumuturilor se prezintă, după cum urmează:

	Valută	Rata dobânzii	Valoare contabilă
Sold la 1 ianuarie 2025			40.559
Trageri – activitate curentă- BCR	RON	ROBOR +comision	169.053
Rambursări, din care:			(24.239)
BEI 25709	EUR	3,60%	(12.096)
BEI 25710	EUR	3,856%+2,847%	(12.143)
Diferențe de curs valutar la data rambursării			452
Sold la 31 decembrie 2025			185.825

Împrumuturi pe termen lung

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

La data de 31 decembrie 2025, valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2024 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, soldul împrumuturilor pe termen lung contractate de la instituțiile de credit se prezintă, după cum urmează:

Descriere	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BEI 25709 (i)	-	11.975
BEI 25710 (i)	8.116	19.928
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	8.116	31.903
Mai puțin: Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(6.645)	(23.985)
Total împrumuturi pe termen lung, net de ratele curente	1.471	7.918

Situația împrumuturilor pe termen lung la data de 31.12.2025:

Nr.crt	Denumire împrumut	Data acordării	Valoare initiala(valuta)	Sold la 31.12.2025 (valuta)	Sold la 31.12.2025 RON	Rata dobanda	Maturitate conform împrumut
1	BEI 25709	05.08.2010	32.500.000,00 EUR	-	-	3,596%	10.09.2025
2	BEI 25710	05.08.2010	32.500.000,00 EUR	1.591.880,29 EUR	8.116.202	3,856% și 2,847%	11.04.2028
Total					8.116.202		

Împrumuturile pe termen lung sunt detaliate după cum urmează:

a) și b) *Împrumut acordat de Banca Europeană de Investiții (BEI)*

Împrumuturile nr. BEI 25709 și BEI 25710 au fost acordate de BEI la 5 august 2010 pentru a finanta modernizarea și reabilitarea Rețelei Electrice de Transport din România. Valoarea fiecărui împrumut este de 32.500.000 EUR. Împrumutul nr. 25709 nu este garantat, în timp ce împrumutul nr. 25710 este garantat de BNP Paribas SA Sucursala București. Perioada de rambursare este de 15 ani, cu o perioadă de grație de 2 ani. Rambursarea se efectuează începând din 2012 și până în 2025 pentru împrumutul BEI 25709 (pe 10 martie și 10 septembrie a fiecărui an) și începând cu 2013 și până în 2028 pentru împrumutul BEI 25710 (pe 11 aprilie și 11 octombrie a fiecărui an). Rata dobânzii este 3,596% pentru împrumutul BEI 25709, iar pentru împrumutul BEI 25710 este de 3,856% și 2,847%.

Suma datorată la 31 decembrie 2025 pentru împrumutul BEI 25709 este de 0 EUR și pentru împrumutul BEI 25710 este de 1.591.880,29 EUR.

Acordul de împrumut BEI 25709 cuprinde anumite clauze financiare: (i) raportul dintre EBITDA și dobânzile aferente împrumuturilor pe termen lung platite în cursul anului trebuie să fie cel puțin 4,2; (ii) raportul dintre obligațiile pe termen lung și capitalurile proprii trebuie să nu depășească 0,95; (iii) raportul dintre datoria totală netă și EBITDA să fie de maxim 3,5.

Împrumutul BEI 25710 este garantat de către BNP Paribas SA Sucursala București. Contractul de garantare a fost încheiat la 20.12.2019 pentru o perioadă de 3 ani., comision de garantare de 0,40% pe an calculat la 115% la valoarea creditului rămas de rambursat. În data de 31.10.2022 a fost semnat amendamentul nr. 2, amendament ce asigură garantarea creditului BEI 25710 până la 11.11.2028. Pentru această perioadă comisionul de garantare este de 0.6% pe an calculat la 115% la valoarea creditului rămas de rambursat.

La data de 31 decembrie 2025, creditul BEI 25709 este rambursat în integralitate, drept urmare, nu a mai necesitat calculul indicatorilor financiari prevăzuți în contractul de credit.

Porțiunea pe termen lung a împrumuturilor va fi rambursată, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Între 1 și 2 ani	980	6.483
Între 2 și 5 ani	490	1.435
Peste 5 ani	-	-
Total	1.471	7.918

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Compania nu a efectuat activități de acoperire împotriva riscurilor aferent obligațiilor sale în monedă străină sau expunerii la riscurile asociate ratei dobânzii.

Toate împrumuturile pe termen lung aflate în sold la 31.12.2025 sunt purtătoare de dobândă fixă.

Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Porțiunea curentă a creditelor pe termen scurt	6.645	23.985
Credite bancare pe termen scurt	172.419	-
Linii de credit Smart și Teletrans	5.002	8.354
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	288	303
Total împrumuturi pe termen scurt	184.354	32.641

- **Împrumuturi contractate pentru activitatea curentă**

La data de 30.03.2022 Transelectrica a încheiat contractul de credit nr. C624 cu Banca Comercială Română pentru o perioadă de 12 luni pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub formă de descoperit de cont, în sumă de 175.000, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință **ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0% și un comision de 0,088%**.

La data de 04.01.2023 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 1 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect exinderea scopului liniei de credit și pentru acoperirea nevoilor temporare de capital de lucru și prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2023 la 30.03.2024).

La data de 27.03.2024 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 2 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2024 la 30.03.2025).

La data de 27.03.2025 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 3 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2025 la **30.03.2026**).

Linia de credit este garantată prin:

- ipotecă mobilă asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobilă asupra creanțelor rezultate din contractele privind contribuția pentru cogenerare de înaltă eficiență încheiate cu Electrica Furnizare SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, EON Energie România SA.

La data de 31 decembrie 2025 linia de credit este utilizată în proporție de 99%.

- **Împrumuturi contractate de către Smart și Teletrans**

În luna august 2024, SMART SA a contractat doua facilități de credit multiprodus în lei (RON) de la Banca Comercială Română cu următoarea structură:

- a) 46 mil lei în scopul finanțării capitalului de lucru pe o **perioadă de 48 luni** cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (**ROBOR 3M + 1,65 p.p.**), din care: 15 mil lei credit de tip overdraft, cu caracter revolving (primele utilizări fiind pentru refinanțarea facilității acordate de către Exim – Banca Românească), 10 mil lei pentru finanțarea TVA aferentă investițiilor (proiect PNRR), cu caracter revolving și facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 46 mil lei.
- b) 37 mil lei în scopul finanțării capitalului de lucru **pe o perioadă de 36 luni** cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (**ROBOR 3M + 1,95 p.p.**), din care: 10 mil lei pentru finanțarea capitalului circulant în legătură cu realizarea lucrărilor aferente Contractelor de Lucrări (până la 4,5 mil lei pentru utilizări în legătură cu Proiectul Sunlight Ventures și până la concurența sumei de 10 mil lei utilizări în legătură cu Proiectul Black Sea Renewables, sublimitele pot fi utilizate în orice combinație) și facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 37 mil lei.

În data de 02.07.2025 prin Actele aditionale nr.1 perioada de utilizare a plafoanelor celor două facilități de credit multiprodus a fost prelungită până la data de **06.08.2026**.

La data de 31 decembrie 2025, tragerile în sold din plafoanele facilităților de credit multiprodus în sumă de 5.002.

c)În data de **3 februarie 2025** Teletrans a contractat de la Banca Comercială Română un credit de tip overdraft cu plafon de 10 mil. Lei, acordat pe o perioadă de **12 luni** cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (**ROBOR 3M + 0,75 p.p.**) în scopul finanțării activității curente.

În data de 27.01.2026 prin Actul aditional nr.1 perioada de utilizare a plafonului facilității de credit de tip overdraft a fost prelungită până la data de **02.02.2027**.

La data de 31 decembrie 2025, Teletrans nu prezinta sold aferent tragerilor din linia de credit.

16. Obligații privind beneficiile angajaților

Conform contractului colectiv de muncă, aplicabil în anul 2025, Grupul furnizează beneficii pe termen lung salariaților, în funcție de vechimea în muncă și vechimea în cadrul Companiei. Beneficiile acordate angajaților cu funcții de conducere sunt prezentate în Nota 32 - Salarizarea conducerii Companiei.

Calculule actuariale referitoare la beneficiile post angajare și la alte beneficii pe termen lung au fost determinate de către un actuar autorizat, în baza contractului de servicii încheiat cu Proficariere SRL.

Obligațiile privind beneficiile angajaților se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Prime jubiliare	66.893	63.108
Beneficiile acordate incapacitate totală de muncă (invaliditate)	235	236
Prime de pensionare	19.737	42.926
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	1.570	1.792
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	408	411
Energie electrică gratuită acordată actualilor angajați la ieșirea la pensie și actualilor pensionari	10.435	7.687
Total	99.278	116.159

Obligațiile privind beneficiile angajaților sunt în sumă totală de 99.278 la data de 31 decembrie 2025, din care suma de 15.299 reprezintă porțiunea pe termen scurt.

	Obligații termen scurt	Obligații termen lung
Prime jubiliare	12.854	54.040
Beneficiile acordate incapacitate totală de muncă (invaliditate)	-	235
Prime de pensionare	1.631	18.106
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	-	1.570
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	-	408
Energie electrică gratuită acordată actualilor angajați după pensionare și angajaților pensionari	814	9.621
Total	15.299	83.979

Ipotezele actuariale semnificative utilizate pentru a determina valoarea actualizată a obligației privind beneficiile definite

Rata de actualizare

- Datorită lipsei unor date structurale și volatilității randamentelor, au fost considerate dobânzile la investițiile fără risc, fără ajustări ale variațiilor („risk free rate spot no volatility adjustment”), publicate de către E.I.O.P.A. la finalul lunii decembrie 2025.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii Lei, dacă nu este indicat altfel)

Inflația

- La data evaluării, conform Institutului Național de Statistică, rata anuală a inflației în luna decembrie 2025 comparativ cu luna decembrie 2024 a fost de 9,7%. Pentru a realiza proiecția, începând cu 2026, am modelat creșterea salarială ca fiind apropiată de rata de actualizare. Astfel, în anii următori, pentru a avea un set de date compatibile și imparțiale, creșterea salarială a fost considerată ca având o medie ponderată cu 1% mai mare decât valorile ratelor de actualizare.

Vârsta legală de pensionare

- În conformitate cu Legea nr. 360 din 29.11.2023, vârsta legală de pensionare este de 65 ani la bărbați și la femei, cu excepțiile prevăzute în Anexa nr. 5 la această lege. Astfel, pentru modelarea datei ieșirii la pensie au fost utilizate prevederile legale, ținând cont de specificul demografic al grupului de angajați.

Mortalitatea

- A fost utilizată Tabela de mortalitate a populației României, bărbați / femei, 2022, mediu urban (Sursa: Institutul Național de Statistică).

Migrația forței de muncă

- Pentru modelarea plecărilor din firmă, au fost utilizate valori ale migrației forței de muncă cu o medie ponderată de 2,1% anual, în concordanță cu valorile reale ale fiecăruia dintre grupurile de angajați din companii. Procentele utilizate pentru plecările din firmă tind către zero, odată cu creșterea vârstei - pentru persoanele care au vârstă mai înaintată se poate considera un procent de migrație a forței de muncă care scade către zero.

Taxe și impozite

- Toate taxele valabile la data de 31.12.2025 au fost incluse în calculul obligațiilor pentru pensionare.

Analiza maturităților obligațiilor prezente

Provizioane estimate, în funcție de durata până la maturitatea acestora	Obligații prime jubiliare	Obligații pensie	Obligații ajutor energie electrică pensionari - foști angajați	TOTAL
Durata <= 1 an	12.854	1.631	814	15.299
Durata >1 an și <=3 ani	10.142	557	1.574	12.273
Durata >3 ani și <=5 ani	11.211	3.991	1.533	16.735
Durata >5 an și <=10ani	15.442	6.364	3.576	25.381
Durata >10 ani	17.245	7.194	2.939	27.377
TOTAL	66.893	19.737	10.435	97.065

Durata medie ponderată a obligațiilor pentru pensionare, pentru firmele din grup, a fost de 9,08 ani.

Analiza sensibilității

	Obligații prime jubiliare	Obligații pentru pensionare	Obligații pentru invaliditate	Obligații pentru deces din alte cauze	Obligații pentru deces din accident de muncă	Obligații ajutor cotă energie electrică pensionari - foști angajați	Total obligații
Valori obligații la data raportării	66.893	19.737	235	1.570	408	10.435	99.278
Rata de actualizare +1%	62.587	18.163	233	1.548	404	9.596	92.530
Rata de actualizare -1%	71.824	21.546	237	1.587	411	11.398	107.003
Rata de creștere a salariilor +1%	72.410	21.520	248	1.587	430	11.379	107.574
Rata de creștere a salariilor -1%	61.991	18.154	223	1.547	387	9.596	91.898
Rata plecărilor din firmă +1%	66.780	19.119	234	1.636	405	10.399	98.573

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Obligații prime jubiliare	Obligații pentru pensionare	Obligații pentru invaliditate	Obligații pentru deces din alte cauze	Obligații pentru deces din accident de muncă	Obligații ajutor cotă energie electrică pensionari - foști angajați	Total obligații
Rata plecărilor din firmă -1%	67.024	20.426	236	1.501	410	10.471	100.067
Creșterea speranței de viață la naștere cu 1 an	66.923	19.936	235	1.441	408	10.912	99.855
Scăderea speranței de viață la naștere cu 1 an	66.859	19.506	235	1.721	407	9.937	98.665

Pentru evaluarea obligațiilor aferente beneficiilor angajaților, actuarul care a realizat raportul actuarial, a utilizat metoda creditului unitar proiectat. Această metodă presupune următoarele etape: colectarea și analizarea datelor, determinarea ipotezelor, calculul beneficiului care se plătește în cazul în care are loc evenimentul respectiv - utilizând proiecția valorilor financiare, apoi evaluarea valorii prezente a obligațiilor, având în vedere ratele de discount și probabilitățile de ieșire a persoanei respective din schema de beneficii.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)***OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR**

	31 decembrie 2024	Costul dobanzii	Costul serviciului curent	Platile din provizion	(Câștig)/Pierdere actuariala aferenta perioadei	31 decembrie 2025
Beneficiile aferente jubileelor ce vor fi acordate angajaților actuali	63.108	4.088	10.570	(7.734)	(3.138)	66.893
Beneficiile acordate pentru incapacitate totală de muncă (invaliditate)	236	14	10	-	(25)	235
Beneficiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	42.926	1.038	1.542	(1.060)	(24.709)	19.737
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	1.792	110	(82)	(172)	(78)	1.570
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	411	25	33	-	(61)	408
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitata actualilor angajati dupa iesirea la pensie	2.849	174	-	-	(3.023)	-
Beneficiile aferente achitării contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor pensionari	4.838	296	130	(814)	5.985	10.435
Total	116.159	5.745	12.203	(9.779)	(25.049)	99.278
	31 decembrie 2023	Costul dobanzii	Costul serviciului curent	Platile din provizion	(Câștig)/Pierdere actuariala aferenta perioadei	31 decembrie 2024
Beneficiile aferente jubileelor ce vor fi acordate angajaților actuali	55.221	4.224	10.708	(6.195)	(850)	63.108
Beneficiile acordate pentru incapacitate totală de muncă (invaliditate)	-	-	-	-	236	236
Beneficiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	31.159	1.970	7.328	(2.020)	4.488	42.926
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	-	-	568	(62)	1.287	1.792
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	-	-	46	-	365	411
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitata actualilor angajati dupa iesirea la pensie	5.804	388	1.167	(295)	(4.216)	2.849
Beneficiile aferente achitării contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor pensionari	5.705	382	-	(352)	(896)	4.838
Total	97.888	6.964	19.817	(8.924)	414	116.159

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

17. Datorii comerciale și alte datorii

a) La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, datoriile comerciale și alte datorii se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori piața de energie	1.676.250	2.253.148
Furnizori de imobilizări	366.779	158.614
Furnizori alte activități	32.956	45.938
Sume datorate angajaților	18.392	16.143
Alte datorii	1.329.697	1.381.401
Total	3.424.075	3.855.244

La data de 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de de 1.676.250, respectiv 2.253.148, prezintă următoarea structură:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori – activitate operațională – energie	1.078.790	1.496.225
- furnizori - piața de echilibrare	517.983	711.977
- furnizori din schema de sprijin de tip bonus	79.477	44.946
pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență		
Total	1.676.250	2.253.148

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrica SA, Electrica Furnizare SA, Bursa Română de Mărfuri, Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București, OPCOM, CIGA Energy SA, Joint Allocation Office. La 31 decembrie 2025, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 81,53% (86,30% la 31 decembrie 2024).

Scăderea soldului "datoriilor aferente activității operaționale" din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă pentru cuplarea pieței de energie electrică. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, au fost influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" a fost determinată de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, comparativ cu trimestrul IV al anului 2024.

Creșterea "datoriilor aferente schemei de sprijin" către furnizori (producători) a fost determinată de creșterea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2025, față de luna decembrie 2024.

La data de 31 decembrie 2025, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 3.369 către CET Govora SA (bonus lunar de cogenerare și ante-supracompensare pentru anul 2015). Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât furnizorul (producătorul) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

Compania a solicitat furnizorului (producătorului) care nu a achitat facturile de supracompensare, acordul pentru efectuarea compensării datoriilor reciproce la nivelul minim al acestora prin Institutul de Management și Informatică (IMI) care gestiona unitar toate informațiile primite de la contribuabili, în baza prevederilor HG nr. 773/2019.

CET Govora nu a fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, motiv pentru care Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: "În cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin platește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de

sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective” și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eșalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul 2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40.507.669.

În urma suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție. Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. Având în vedere prevederile Legii nr. 85/2014 - Legea insolvenței, Compania a sistat, începând cu data de 9 mai 2016, aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și achită lunar către CET Govora bonusul de cogenerare cuvenit de aceasta. Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei.

Creșterea soldului "furnizorilor de imobilizări" la 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 s-a datorat achizițiilor de imobilizări care au fost receptionate spre finalul anului, dar pentru care termenul de plată este în anul 2026.

Datoriile către "furnizori alte activități" sunt reprezentate în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o scădere față de 31 decembrie 2024.

La 31 decembrie 2025, Compania nu înregistrează datorii restante către furnizori (bugetul de stat, bugetul local sau alte instituții publice).

Structura datoriilor înregistrate în „alte datorii” se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creditori diverși	235.434	385.573
Clienți-creditori	683.811	850.989
Dividende de plată	622	134
Alte datorii	409.830	144.705
Total	1.329.697	1.381.401

➤ „Creditori diverși”, în sumă de **235.434** la 31 decembrie 2025 (**385.573** la 31 decembrie 2024), reprezintă, în principal:

- poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 204.964.

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- ✓ valoarea contribuției de colectat de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, valoarea supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și

- ✓ valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte;
 - 26.240 contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET;
 - 1.938 redevență trim IV 2025;
 - 1.219 garanții pentru participare la licitații, garanții de bună execuție și altele.
- "Clienții creditori", la data de 31 decembrie 2025, sunt în sumă de **683.811 (850.989 la 31 decembrie 2024)**, din care 667.488 reprezintă sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling), SDAC (Single Day-ahead Coupling), FBMC (Flow Based Market Coupling) și IDA (Intra Day Auction), de la: BRM (411.669), IBEX (151.579), MAVIR (67.667), OPCOM (35.506) și JAO (1.066).
- La 31 decembrie 2025, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **622 (134 la 31 decembrie 2024)**. Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- "Alte datorii", în sumă de **407.230 (144.705 la 31 decembrie 2024)**, sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 372.524, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 34.996 și altele.

b) DATORII LEASING

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, prezintă următoarele maturități:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
In termen de 1 an	3.629	7.328
Între 1 și 5 ani	3181	1.604
Peste 5 ani	-	-
Total	6.810	8.932

18. Provizioane

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, situația provizioanelor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Provizioane pentru litigii	24.199	25.885
Provizioane pentru contracte mandat	8.405	8.600
Provizioane pentru garanții acordate clienților	3.341	-
Alte provizioane	2.454	1.468
Total	38.399	35.953

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, evoluția provizioanelor se prezintă astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	35.953	67.191
Recunoaștere provizion	7.778	10.806
Reluare provizion	(5.331)	(42.045)
Total	38.399	35.953

Provizioanele pentru litigii aflate în sold la 31.12.2025, în sumă de **24.199**, sunt reprezentate în principal de provizioanele constituite pentru următoarele litigii:

- Dosarul nr. 36755/3/2018 – reclamant Conaid Company SRL (17.216) – mai multe detalii cu

privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 30 – Angajamente și contingente.

- Dosarul nr. 15561/3/2022 – reclamant SMART SA (4.467) - mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 30 – Angajamente și contingente.
- Dosarul nr. 3083/3/2020 - reclamant NUCLEARELECTRICA SA (1.473)

În data de 26.06.2020, Nuclearelectrica a chemat în judecată Compania pentru plata sumei de 1.291 reprezentând dezechilibru negativ și 182, dobândă legală.

După mai multe termene în care a fost amânată cauza (26.06.2020, 16.10.2020, 11.12.2020), din diverse motive, la termenul din 22.12.2020, Instanța a obligat Compania la plata către reclamantă a sumei de 1.291 lei, cu titlu de daune interese compensatorii, la plata actualizării acestei sume cu rata inflației de la data de 27.09.2018 și până la data plății efective, la plata sumei de 182 lei reprezentând dobândă legală penalizatoare calculată de la data de 27.09.2018 și până la data de 31.01.2020, precum și la plata în continuare a dobânzii legale penalizatoare, calculată de la data de 01.02.2020 și până la data plății efective. De asemenea, a obligat pârâta la plata către reclamantă a sumei de 23 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată, constând în taxă judiciară de timbru. A respins cererea pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată, ca neîntemeiată.

CNTEE Transelectrica SA a declarat apel. În ședința din data de 25.11.2021, Curtea de Apel București admite apelul. Schimbă în parte sentința civilă apelată, în sensul că: Respinge ca neîntemeiată cererea de chemare în judecată. Menține dispoziția primei instanțe de respingere ca neîntemeiată a cererii pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată. Obligă intimata-reclamantă la plata către apelanta-pârâtă a sumei de 21 cu titlu de cheltuieli de judecată în apel.

Nuclearelectrica a declarat recurs, recurs ce s-a suspendat până la soluționarea acțiunii în anulare a ordinului. Termen 12.10.2022.

În temeiul art. 413 alin. (1) pct. 1 C.proc.civ., suspendă judecata recursului declarat de recurenta-reclamantă Societatea Națională Nuclearelectrica S.A. împotriva deciziei civile nr. 1927/A/25.11.2021, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 2659/2/2020, aflat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție – Secția de Contencios Administrativ și Fiscal. Definitivă.

"Provizioanele pentru contracte de mandat", în sumă de 8.405 la data de 31 decembrie 2025 (8.600 la 31 decembrie 2024), reprezintă:

- remunerația reprezentând componenta variabilă, compensația de neconcurență și a celei aferentă indemnizațiilor fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului pentru membrii revocați ai Consiliului de Supraveghere/ Directorat, respectiv pentru mandatele 2020-2024.

19. Impozitul pe profit

Impozitul pe profit pentru anii 2025 și 2024 se prezintă, după cum urmează:

	31 Decembrie 2025	31 Decembrie 2024
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	25.985	44.377
Cheltuiala/(Venitul) din impozitul amânat	(32.805)	(45.188)
Cheltuiala cu impozitul minim global Grup	(5.613)	5.613
Total	(12.433)	4.802

Impozitul pe profit curent și amânat al Companiei pentru anii 2025 și 2024 este determinat la o rată statutară de 16%, fiind în vigoare în anul 2025 și în anul 2024.

Impozitul minim global, aplicabil începând cu anul 2024 conform Legii nr. 431/2023 *privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni* a fost inițial recunoscut și înregistrat în exercitiul financiar 2024 cu suma de 5.613, impozit pentru care obligația de declarare și plată este până la data de 30.06.2026. Impozitul minim global a fost determinat în baza legislației aplicabile la momentul efectuării calculelor, luând în considerare orientări suplimentare furnizate de Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE), ca sursa de interpretare, cu scopul asigurării aplicării coerente a legislației în vigoare.

Ulterior, în anul 2025 pe baza clarificarilor suplimentare aduse Legii 431/2023, impozitul suplimentar național conform regulilor ODMTT se încadrează în prevederile Art. 53, astfel încât grupurile naționale de

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

mari dimensiuni sau multinationale aflate în faza inițială de activitate internațională beneficiază de o reducere la zero a impozitului în primii 5 ani din momentul intrării în domeniul de aplicare al legii.

Astfel, în urma reanalizării situației, în contextul clarificărilor suplimentare aduse acestor prevederi legale și luând în considerare corespondența primită de la ANAF, s-a constatat că impozitul minim global aplicabil societății este redus la zero. Prin urmare, valoarea înregistrată în 2024 cu impozitul minim global a fost reversată în 2025, asigurând respectarea cadrului legal aplicabil, conformitatea contabilă și prezentarea fidelă a situației poziției financiare și a contului de profit și pierdere ale societății, la data întocmirii situației financiare.

În baza amendamentelor aduse standardului IAS 12 – "Impozit pe profit", Compania nu a recunoscut impozit amânat în legătură cu impozitul minim efectiv aferent grupului.

Reconcilierea cotei efective de impozitare asupra impozitului pe profit:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Impozit pe profit la rata statutară la o rată de 16%	61.328	102.441
Efectul cheltuielilor nedeductibile	20.731	29.396
Efectul veniturilor neimpozabile	(17.125)	(40.767)
Rezerva din reevaluare taxabilă	30.532	45.010
Profit reinvestit	(37.662)	(6.169)
Rezerva legală	(22)	(53)
Diferențe temporare	(32.805)	(45.188)
Impozitul minim global – grup TEL	(5.613)	5.613
Alte efecte	(31.797)	(85.480)
Cheltuiala netă cu impozitul pe profit	(12.433)	4.802

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

*(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)***IMPOZITUL PE PROFIT AMANAT**

Tabelul de mișcare privind datoria cu impozitele amânate în 2025 și 2024 se prezintă, după cum urmează:

Elemente	Sold la 31 decembrie 2023	Recunoscut în profit si pierdere	Recunoscut direct in AERG	Sold la 31 decembrie 2024	Recunoscut in profit si pierdere	Recunoscut direct in AERG	Sold la 31 decembrie 2025
Imobilizări corporale - durate de viață	42.144	864	-	43.008	22.486	-	65.494
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	290.843	(47.061)	6.014	249.797	(30.820)	787	219.765
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(6.237)	(1.310)	-	(7.547)	(813)	-	(8.360)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(15.716)	(2.869)	-	(18.585)	2.701	-	(15.884)
Estimat interconexiune	(5.760)	4.560	-	(1.200)	400	-	(800)
Provizioane pentru litigii	(4.254)	(543)	-	(4.797)	(693)	-	(5.489)
Ajustări stocuri	(2.217)	244	-	(1.973)	(532)	-	(2.505)
Alte elemente	(11)	(11)	-	(22)	67	-	45
Estimări furnizori producție	(2.448)	937	-	(1.511)	924	-	(587)
Ajustări creante	-	-	-	-	(25.755)	-	(25.755)
Imobilizari in curs	-	-	-	-	(475)	-	(475)
Ajustari actiuni detinute	-	-	-	-	(295)	-	(295)
Impozit (activ)/datorie	296.344	(45.189)	6.014	257.169	(32.805)	787	225.152

	Activ		Datorie		Net	
	31decembrie 2025	31decembrie 2024	31decembrie 2025	31decembrie 2024	31decembrie 2025	31decembrie 2024
Imobilizări corporale-durate de viață	(4.392)	(50.101)	69.886	93.109	65.494	43.007
Imobilizări corporale–rezerve din reevaluare	(30.820)	(47.061)	250.584	296.858	219.765	249.797
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(1.183)	(9.179)	(7.177)	1.632	(8.360)	(7.547)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(15.884)	(18.585)	-	-	(15.884)	(18.585)
Estimat interconexiune	(800)	(1.200)	-	-	(800)	(1.200)
Provizioane pentru litigii	(5.489)	(4.797)	-	-	(5.489)	(4.797)
Ajustări stocuri	(2.505)	(1.973)	-	-	(2.505)	(1.973)
Alte elemente	45	(22)	-	-	45	(22)
Estimări furnizori producție	(587)	(1.511)	-	-	(587)	(1.511)
Ajustări creante	(25.755)	-	-	-	(25.755)	-
Imobilizari in curs	(475)	-	-	-	(475)	-
Ajustari actiuni detinute	(295)	-	-	-	(295)	-
Impozit net (activ)/datorie	(88.141)	(134.430)	313.293	391.598	225.152	257.169

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

20. Rezultatul pe acțiune

La 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024, rezultatul pe acțiune este:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Rezultatul exercitiului din operatiuni continue	364.499	580.108
Numărul de acțiuni ordinare la începutul și sfârșitul perioadei	73.303.142	73.303.142
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	4,97	7,91

21. Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	15.967	18.859
TVA de plată	2.485	1.706
Impozit pe salarii	2.882	3.681
Alte impozite de plată	1.252	1.291
Total	22.585	25.537

La 31 decembrie 2025, Compania înregistrează obligații de plată pentru contribuțiile la fondurile de asigurări sociale, impozit pe salarii și alte impozite, obligații care au fost achitate în luna ianuarie 2026 (mai puțin suma de 17.326 lei ce reprezintă contribuție asiguratorie de munca aferenta concediilor de odihna neefectuate).

22. Venituri din exploatare

Veniturile din exploatare cuprind veniturile realizate din prestarea de către Companie, pe piața de energie electrică, a serviciilor de transport și de sistem, alocarea capacității de interconexiune, servicii de operare a pieței de echilibrare și alte venituri.

În ceea ce privește momentul recunoașterii veniturilor, serviciile aferente pieței de energie, prestate de către Companie sunt transferate clientului în timp, iar termenele de plată sunt în concordanță cu prevederile contractuale, nu există nicio componentă financiară semnificativă, ținând cont că data scadentă este mai mică de un an. De asemenea, contractele cu clienții conform IFRS 15 nu conțin elemente variabile.

Tarifele aprobate de ANRE pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif mediu pentru serviciul de transport	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 60/26.08.2025 pentru perioada 01 septembrie – 31 decembrie 2025	-	-	-	12,79
Ordin nr. 21/27.05.2025 pentru perioada 01 iunie – 31 august 2025	-	-	-	7,04
Ordin nr. 99/20.12.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 31 decembrie 2025	3,29	33,03	-	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 septembrie 2024 – 31 mai 2025	-	-	-	11,51
Ordin nr. 15/29.05.2024 pentru perioada 01 iunie – 31 august 2024	-	-	-	12,84

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif mediu pentru serviciul de transport	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 116/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2024	-	-	-	9,17
Ordin nr. 109/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 decembrie 2024	-	-	31,67	-

Începând cu 01 ianuarie 2025, ANRE aprobă tariful pentru serviciul de transport numai pe cele două componente: tariful de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și tariful pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL), conform Ordinului ANRE nr. 99/20.12.2024.

Modificarea valorii tarifului pentru serviciul de sistem de la 01 septembrie 2025 prin Ordinul ANRE nr. 60/26.08.2025 a fost determinată de aplicarea mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza aprobării tarifului intrat în vigoare la data de 01 iunie 2025 (Ordinul ANRE nr. 21/27.05.2025), în conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE.

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor la care s-au aplicat tarifele pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor (MWh)	51.730.518	51.824.802

Veniturile din exploatare realizate în anii 2025 și 2024 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Venituri din serviciul de transport	1.854.503	1.619.446
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	337.165	282.080
Venituri din energia reactivă	1.868	1.660
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	23.884	25.790
Venituri din tranzacții CPT	45.834	95.481
Venituri din serviciul de transport – total	2.263.255	2.024.457
Venituri din servicii de sistem	564.253	571.078
Venituri din ajutoare de avarie	9.533	62.199
Venituri din servicii de sistem – total	573.786	633.277
Venituri privind piața de echilibrare	2.676.211	4.965.724
Venituri din alte prestații și alte venituri de exploatare	101.248	178.498
Venituri din capitalizarea CPT	924	102.020
Alte venituri	102.172	280.518
Total venituri	5.615.424	7.903.976

Prezentăm situația clienților cu peste 10% din veniturile totale ale Grupului înregistrate în anul 2025, respectiv în anul 2024:

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

		31 decembrie 2025		31 decembrie 2024
CIGA ENERGY SA	1.010.478	18%	1.580.194	20%
ELECTRICA FURNIZARE SA	641.396	11%	1.129.433	16%
HIDROELECTRICA SA	634.306	11%	956.674	14%
CINTA ENERGY SA	471.727	8%	1.246.053	12%

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de **235.056**, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,18%, respectiv cu 94.284 MWh.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere în anul 2025 față de anul 2024 cu suma de 55.085, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Licitațiile pe granița România-Serbia, licitațiile pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria și cele pe termen scurt pe granițele cu Moldova și Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

În data de 8 iunie 2022, a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul a capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

Începând cu data de 27 octombrie 2021, granița România - Bulgaria a fost integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), capacitatea transfrontalieră dintre România și Bulgaria fiind alocată implicit.

Începând cu noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling). Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitațiile intrazilnice explicite sunt numai pe granițele cu Serbia și Moldova, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria). În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – “IDA” care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței. În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 68/2024 și al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 *pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră*, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Extinderea cuplării piețelor are ca efect uniformizarea prețului energiei în Europa, acesta fiind și unul dintre obiectivele principale ale Regulamentului (UE) 2015/1222 „de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”.

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova. În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare.

Începând cu data de 01 iulie 2024, Ucraina a aderat la mecanismul ITC și nu a mai fost considerată țară perimetrică. Prin urmare, schimburile luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova.

Astfel, în anul 2025, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o scădere de 1.906 comparativ cu anul 2024, cu următoarele mențiuni:

- ✓ deși schimburile de energie cu țările perimetrice luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova, acestea au crescut de circa 2,4 ori (de la 1.040.652 MWh în 2024 la 2.512.948 MWh în 2025);
- ✓ valoarea tarifului pentru schimburile cu țările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, respectiv 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, față de 3 EUR/MWh în 2024;
- ✓ în mod excepțional, în anul 2024 au fost înregistrate venituri și din decontările lunare ale lunilor martie și mai

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT sunt obținute din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ, rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și, respectiv, din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare.

Aceste venituri au fost mai mici în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 49.646.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică au fost mai mari decât cele realizate în anul precedent, ca urmare a creșterii energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării, precum și a prețurilor crescute pe această piață față de 2024.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost semnificativ mai mici, având în vedere că CPT înregistrat în anul 2025 a fost mai mic decât în anul precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici și chiar negative pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o scădere în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 6.824, determinată atât de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), cât și de diminuarea cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,18%, respectiv cu 94.284 MWh.

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE, tariful aprobat pentru serviciile de sistem a fost modificat în cursul anului 2025 datorită aplicării mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza aprobării tarifului intrat în vigoare la data de 01 septembrie 2024.

Pentru activitatea de servicii de sistem cadrul de reglementare specific acesteia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității respective. Astfel, potrivit reglementărilor ANRE, surplusul/deficitul de venit față de costurile recunoscute rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

tarif în anii următori celui în care s-a înregistrat surplusul/deficitul respectiv. Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

Venituri din ajutoare de avarie

La solicitarea OTS vecini, în cursul anului 2025 au fost acordate ajutoare de avarie în sumă totală de 9.533, către Ucraina (lunile octombrie, decembrie), Republica Moldova (lunile octombrie, noiembrie, decembrie) și Serbia (luna martie), pentru asigurarea energiei necesare acoperirii consumului intern din aceste țări, pe fondul conflictelor armate de pe teritoriul Ucrainei, respectiv opririlor accidentale de grupuri din țările vecine etc. Aceste venituri au fost mai mici în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 52.666.

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o scădere semnificativă în anul 2025 față de anul 2024, cu suma de 2.285.514, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- evoluția producției centralelor aflate în perioada de probă;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală.

Venituri din capitalizarea consumului propriu tehnologic (CPT)

Potrivit art. III din OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 - 31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022, cu modificările și completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licență, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Astfel, la data de 31 decembrie 2025, Compania a înregistrat venituri din capitalizarea CPT în sumă de 924, reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 31 martie 2025.

23. Cheltuieli pentru operarea sistemului și piața de echilibrare

Cheltuielile pentru operarea sistemului și din piața de echilibrare realizate în anii 2025 și 2024 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	541.398	609.330
Cheltuielile cu congestiile	-	107
Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET	38.508	45.850
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	17.443	12.840
Cheltuieli cu ITC (Inter TSO Compensation)	43.474	47.486
Total cheltuieli pentru operarea sistemului	640.831	715.613
Cheltuieli privind serviciile de sistem	705.985	523.611
Cheltuielile privind piața de echilibrare	2.676.254	4.965.535
Total	4.023.069	6.204.759

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

Acestea reprezintă cheltuieli cu achiziția de energie electrică de pe piața liberă de energie electrică, respectiv Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața de Echilibrare (PE) și Piața Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) în rețeaua electrică de transport (RET).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mici cu suma de 67.925 în anul 2025 comparativ cu anul 2024, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- ✓ datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică, la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- ✓ ca urmare a condițiilor meteorologice și a fluxurilor pe liniile de interconexiune, valoarea CPT înregistrată în anul 2025 a fost mai mică decât cea înregistrată în anul precedent;
- ✓ eliminarea mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) cu preț reglementat de la 1 aprilie 2024, precum și eliminarea schemelor de plafonare a prețurilor la energie electrică și gaze începând cu 1 iulie 2025 au condus la creșteri ale prețului pe piețele pe termen scurt;
- ✓ creșterea prețurilor de pe piața europeană de energie, reducerea capacităților interne pe bază de combustibili convenționali și dependența de producția volatilă din regenerabile crește dependența de importuri în perioadele de cerere ridicată și astfel prețul pe piața spot. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU în anul 2025 a fost mai mare față de prețul din anul anterior;
- ✓ prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână;
- ✓ începând cu data de 1 iulie 2024 au intrat în vigoare o serie de modificări ale Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, în conformitate cu cerințele codurilor Europene, care au condus la prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare. Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, putând varia foarte mult, dar situându-se totuși sub valorile maxime din anul 2024. Consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost mai mic față de anul anterior, conducând la costuri rezultate din acoperirea dezechilibrelor de energie pe această piață mai mici față de anul 2024.

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET și RED

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu 7.341 în anul 2025 comparativ cu anul 2024.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În anul 2025 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 17.443, mai mari cu 4.603 comparativ cu anul 2024. Prin deciziile ANRE nr. 2780/20.12.2024 și nr. 2781/20.12.2024, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2025, pentru societățile Rețele Electrice România S.A. și Distribuție Energie Oltenia S.A.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din țările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În anul 2025, aceste cheltuieli au fost mai mici cu 4.011 față de anul 2024.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Factorii care influențează valorile costurilor/veniturilor cu mecanismul ITC sunt schimburile de energie electrică – import, export, tranzit pe liniile de interconexiune ale SEN, corelate cu fluxurile de energie electrică tranzitate la nivelul tuturor țărilor participante la mecanism.

Cheltuieli privind serviciile de sistem (capacitatea de echilibrare)

Cheltuielile privind serviciile de sistem au înregistrat o creștere semnificativă în anul 2025 comparativ cu anul 2024 în sumă de 182.373.

Achiziția capacității de echilibrare se efectuează în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, cu modificările și completările ulterioare.

În anul 2025, CNTEE Transelectrica SA a contractat Energia Reactivă de la Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA., conform:

- deciziei ANRE nr. 2281/29.10.2024 privind acordarea derogării pentru operatorul de transport și de sistem la achiziționarea pe bază de piață a serviciului energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în rețea;
- hotărârii CNTEE Transelectrica SA nr. 218/12.12.2024 prin care au fost aprobate prețurile maxime pentru achiziționarea serviciului de sistem energie reactivă aferent reglajului tensiunii în rețeaua electrică de transport;
- realizărilor confirmate de Dispeceratul Energetic Național.

Precizăm faptul că în concordanță cu tendința constatată pe piața de echilibrare s-a manifestat o creștere accentuată a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere începând cu luna mai 2025. Dacă în primele cinci luni ale anului prețurile medii au oscilat între 15 și 23 lei/hMW, în luna iunie 2025 s-a înregistrat o explozie a valorilor, cu o medie generală de peste 108 lei/hMW. Această creștere nu este justificată nici de modificări semnificative ale cererii sau ofertei, nici de factori tehnici obiectivi, ci reprezintă o modificare bruscă și unilaterală a comportamentului de ofertare al unui grup restrâns de participanți. Ofertele transmise de anumiți producători în luna iunie 2025 au atins valori cuprinse între 100 și 999 lei/hMW, cu prețuri repetate de 500, 700 și chiar 999 lei/hMW. Producători precum CE Oltenia, Electrocentrale Craiova, BEPCO, INGKA Investments Renewable Energy România și True Energy Management au avut un comportament complet divergent față de celelalte luni, în care aceiași ofertanți existenți în piață aveau prețuri în jurul valorii de 15 lei/hMW.

De asemenea, începând din luna septembrie 2025 până în luna decembrie 2025 s-a manifestat o reducere abruptă a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere de la 213,11 lei/hMW la 4,69 lei/hMW. Această reducere este justificată de redimensionarea rezervelor la nivelul DEN și de comportamentul de ofertare al participanților la piață.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în anul 2025, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRFa la creștere și reducere de putere și un trend de creștere al prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada mai 2025 – august 2025, respectiv un trend de reducere abruptă a prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada septembrie 2025 – decembrie 2025:

- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la creștere – 60,54 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 33,34 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la reducere – 62,76 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 23,05 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFm la creștere – 36,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 37,54 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFm la reducere – 32,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 137,11 lei/hMW.

Cheltuieli privind piața de echilibrare

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în anul 2025, în sumă de 2.676.254, au fost semnificativ mai mici, respectiv cu suma de 2.289.282, față de cele realizate în anul 2024. Aceste cheltuieli rezultă în

urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață și sunt influențate semnificativ de evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național, contextul european de evoluție al pieței de energie electrică și modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

24. Amortizare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	301.970	288.595
Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar	90.995	74.479
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	9.557	8.719
Total	402.522	371.792

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de **301.970** (288.595 la 31 decembrie 2024) reprezintă amortizarea înregistrată în anul 2025, calculată la valoarea justă a activelor la 31 decembrie 2024, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar în sumă de **90.995** (74.479 la 31 decembrie 2024), au fost înregistrate în conformitate cu prevederile OMF nr. 3900/2022 privind aprobarea precizărilor contabile în aplicarea prevederilor art. III din OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei.

Potrivit art. III din OUG nr. 119/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022 cu modificările și completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licență, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale recunoscute conform IFRS 16 sunt în sumă de **9.557** (8.719 la 31 decembrie 2024). Grupul își desfășoară parțial activitatea în spații de birouri închiriate. Potrivit IFRS 16 – *Contracte de leasing*, se recunoaște dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum din str. Olteni nr. 2-4, ca activ evaluat la nivelul chiriei de achitat până la finele contractului de închiriere. Activul recunoscut conform IFRS 16 se amortizează la nivelul chiriei lunare și se înregistrează în cadrul indicatorului „cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale”. Totodată începând cu anul 2025 se recunoaște dreptul de utilizare aferent vehiculelor intrate prin intermediul unui contract de leasing.

25. Cheltuieli cu personalul

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli cu personalul, din care:	541.951	489.463
Cheltuieli cu salariile personalului	457.326	432.040
Cheltuieli sociale	15.734	16.007
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaților	23.743	24.145
Cheltuieli aferente contractului de mandat și a altor comitete, comisii	6.680	6.214
Cheltuieli privind asigurările și protecția socială	40.784	32.826
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale și asimilate	(2.270)	(21.761)
Alte cheltuieli	(46)	(8)

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în anul 2025 înregistrează o creștere în sumă de 52.488 comparativ cu anul 2024 determinată, în principal, de:

- creșterea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu salariile personalului, cheltuieli aferente contractelor de mandat, cheltuieli privind asigurările și protecția socială potrivit prevederilor legale aplicabile;

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

- actualizarea provizioanelor constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații în baza contractelor de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024 (conform calculului actuarial);
 - reluarea la venituri a unei părți din provizioanele constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând componenta variabilă aferentă pachetelor de OAVT-uri alocate și nevalorificate pe perioada mandatelor executate în perioada 2013-2017 și compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024, concomitent cu plățile efectuate în baza sentințelor judecătorești executorii, primite de Companie;
 - actualizarea provizionului pentru obligațiile privind beneficiile angajaților (conform calculului actuarial).
- ii) Numărul de salariați

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, numărul efectiv al angajaților cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă, astfel:

Număr salariați	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Transelectrica SA	2.018	2.026
Smart SA	599	599
Teletrans SA	235	234

26. Alte cheltuieli din exploatare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	160.092	142.963
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	1.229	1.255
Cheltuieli cu redevențele și chiriile	8.140	7.115
(Venituri)/Cheltuieli nete de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante	-	(12.722)
Alte cheltuieli	26.005	34.692
Total	195.466	173.302

În anul 2025, aceste cheltuieli au înregistrat o creștere în sumă comparativ cu anul 2024, determinată, în principal, de variația unor elemente de cheltuieli, cum ar fi:

- creșterea cheltuielilor privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate, prin introducerea în anul 2025 a impozitului pe construcții, în conformitate cu prevederile OUG nr. 156/2024 privind unele măsuri fiscal-bugetare în domeniul cheltuielilor publice pentru fundamentarea bugetului consolidat pe anul 2025, pentru modificarea și completarea unor acte normative, precum și pentru prorogarea unor termene;
- creșterea altor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu protecția civilă și paza, cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu mentenanța Teletrans, cheltuieli cu primele de asigurare, cheltuieli privind cotizațiile internaționale etc.;
- creșterea cheltuielilor cu redevențele și chiriile, din care în anul 2025 s-au înregistrat cheltuieli cu redevența în sumă de 7.513, mai mari cu 933 comparativ cu anul 2024;
- recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei a trei ieșiri din imobilizări corporale în curs de execuție, așa cum au fost prezentate în Nota nr. 5 „Imobilizări corporale”;
- diminuarea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli privind mărfurile (valorificarea deșeurilor rezultate în urma efectuării lucrărilor de mentenanță/retehnologizări/modernizări stații), cheltuieli privind consumul administrativ de energie, cheltuieli cu deplasările, cheltuieli cu pregătirea personalului etc.;
- diminuarea cheltuielilor privind OAVT-urile plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță (bonusul de performanță aferent Certificatelor OAVT acordate foștilor membri executivi și neexecutivi și nevalorificate, remunerare conform contractelor de mandat încheiate în perioada 2013 – 2017) și a cheltuielilor plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță acordate foștilor membri executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

Cheltuielile cu chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaștere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spații) și sunt recunoscute în contul de profit și pierdere. Din totalul cheltuielilor cu chiriile valoarea redevenței este de 7.513.

Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevența se plătește trimestrial și se înregistrează lunar cheltuiala cu redevența. În anul 2024 s-a înregistrat o cheltuială cu redevența în sumă de 6.581 lei.

În anul 2025 poziția (Venituri)/Cheltuieli nete de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante în suma de 10.252, este prezentată diferit, respectiv în Nota 10 Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor în suma de 6.452 și în Nota 9 (Câștiguri) / Pierderi depreciere stocuri în sumă de 3.343.

27. Alte câștiguri sau pierderi

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	2.812	-
(Câștiguri) / Pierderi depreciere imobilizări corporale	(7.227)	-
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	828	-
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(261)	-
Total	(3.848)	-

În anul 2025 s-a întocmit o nouă notă explicativă pentru reflectarea separată a altor câștiguri sau pierderi din exploatare. Pentru conformitate și comparabilitate cu prezentarea curentă s-au reflectat și sumele aferente anului 2024 în sumă totală de 3.294, astfel:

- (Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale în suma de 2.136
- (Câștiguri) / Pierderi depreciere imobilizări corporale în suma de 9
- (Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare în suma de 1.149.

În anul 2025, aceste cheltuieli au înregistrat o diminuare comparativ cu anul 2024, determinată, în principal, de înregistrarea unor cheltuieli de exploatare cu pierderi din creanțe (REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE SA), de reluarea la venituri a ajustărilor pentru deprecierea imobilizărilor aferente investiției în curs de execuție declasată, a ajustării pentru deprecierea obiectivului de investiții „LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României”, precum și de înregistrarea diferențelor de curs valutar aferente activității operaționale etc.

28. Rezultat financiar net

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Venituri din dobânzi	11.898	7.217
Venituri din diferențe de curs valutar	1.009	4.965
Alte venituri financiare	22.185	14.697
Total venituri financiare	35.091	26.879
Cheltuieli privind dobânzile	(8.391)	(10.009)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(2.470)	(6.797)
Alte cheltuieli financiare	(12)	(399)
Total cheltuieli financiare	(10.872)	(17.204)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor	(378)	-
Rezultatul financiar net	23.841	9.675

În anul 2025 Grupul a considerat prezentarea unor elemente prezentate în anul 2024 la categoria Rezultat financiar net, prin maparea diferențelor de curs valutar aferente activității operaționale la categoria nou introdusă denumită Alte câștiguri sau pierderi în sumă de 828, comparativ cu anul 2024 când diferențele de curs valutar aferente activității operaționale au fost în sumă de (96).

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

La data de 31 decembrie 2025, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de **23.841**, mai mare cu 14.167 față de anul anterior (9.675 la 31 decembrie 2024), influențat, în principal, de creșterea veniturilor din dividende încasate de la OPCOM SA în sumă totală de 22.124, precum și de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

La 31 decembrie 2025, în valoarea totală de 8.391 (cheltuieli privind dobânzile) (10.009 la 31 decembrie 2024), suma de 527 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing (524 la 31 decembrie 2024).

Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor reprezintă partea din rezultatul aferent entității controlate în comun GECO Power Company. La data de 31 decembrie GECO a înregistrat pierdere, cota Companiei din aceasta pierdere reprezentând astfel o cheltuială în valoare de **378**.

Cursul de schimb al monedei naționale înregistrat la 31 decembrie 2025 comparativ cu cel înregistrat la 31 decembrie 2024, se prezintă, astfel:

Moneda	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Lei / Euro	5,0985	4,9741

29. Cadrul legislativ fiscal

Cadrul legislativ-fiscal din România și implementarea sa în practică se modifică frecvent și face subiectul unor interpretări diferite din partea diverselor organe de control. Declarațiile de impozit pe profit fac subiectul reviziei și corecțiilor autorităților fiscale, în general pe o perioadă de cinci ani după data completării lor. Conducerea consideră că a înregistrat în mod adecvat obligațiile fiscale în situațiile financiare. Totuși, persistă riscul ca autoritățile fiscale să adopte poziții diferite în legătură cu interpretarea acestor aspecte. Impactul acestora nu a putut fi determinat la această dată.

• Control ANAF

Începând cu data de 22 decembrie 2025, Compania face obiectul unei inspecții fiscale (ANAF – Direcția Regională a Finanțelor Publice Iași – Administrația Județeană a Finanțelor Publice Neamț) având ca obiect:

- verificarea legalității și conformității declarațiilor fiscale și/sau operațiunilor în legătură cu stabilirea bazelor de impozitare și a obligațiilor fiscale principale privind:
 - a) taxa pe valoare adăugată în perioada 01.01.2019 – 31.12.2023;
 - b) impozit pe profit în perioada 01.01.2019 – 31.12.2023.
- verificarea respectării prevederilor fiscale și contabile;
- verificarea altor aspecte relevante pentru impozitare.

La data întocmirii prezentei situații financiare, inspecția fiscală este în desfășurare nefiind emis un raport de inspecție fiscală și nici o decizie de impunere.

Conducerea Companiei consideră că obligațiile fiscale au fost calculate și declarate în conformitate cu prevederile legislației fiscale în vigoare. Pe baza informațiilor disponibile la data întocmirii situațiilor financiare, nu au fost identificate ajustări care să conducă la înregistrarea unui provizion pentru riscuri și cheltuieli.

• SMART – D.G.

În data de 12.01.2026 D.G. a efectuat un control pentru verificarea aspectelor sesizate prin petiție, sub aspectul legislației și realității operațiunilor economico-financiare semnalate pe perioada 01.01.2021 – 31.12.2025.

În eventualitatea în care, în urma finalizării inspecțiilor, autoritățile fiscale vor stabili diferențe suplimentare de plată, acestea vor fi recunoscute în situațiile financiare ale exercițiului în care vor deveni certe și cunoscabile.

30. Angajamente și contingente

➤ Angajamente

La 31 decembrie 2025, Grupul avea angajamente în valoare de 2.484.362 lei (1.391.498 la 31 decembrie 2024) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și rețehnologizarea rețelei de transport.

➤ **Terenuri utilizate de Grup**

Conform politicii Grupului, situațiile financiare includ doar valoarea terenurilor pentru care s-au obținut certificate de atestare a dreptului de proprietate la data situațiilor financiare.

Potrivit Legii nr. 99/1999, în cazul în care Compania obține certificatul de atestare a dreptului de proprietate pentru un teren după momentul privatizării, terenul va fi considerat aport în natură al Statului român.

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor a aprobat prin Hotărârea nr. 7/28.05.2020 majorarea de principiu a capitalului social al CNTEE Transelectrica SA cu aportul în natură reprezentat de valoarea unui număr de 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate și înaintarea către Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București și a propunerii de desemnare a JPA Audit și Consultanță SRL în calitate de evaluator autorizat ANEVAR pentru evaluarea în condițiile legii a aportului în natură care face obiectul majorării capitalului social.

Ca urmare a validării de către ORCTB a propunerii Adunării generale a acționarilor privind expertul, JPA Audit și Consultanță SRL în calitate de evaluator autorizat ANEVAR a întocmit și comunicat Companiei Raportul de evaluare nr. 21278/10.05.2019, actualizat prin Raportul de evaluare nr. 1158/10.01.2022 în care se stabilește valoarea justă a terenurilor la data de 30.09.2021.

Până la data de 31.12.2025 au existat opinii diferite asupra aplicării/interpretării legislației incidente respectiv a legislației privatizării și a legislației pieței de capital, iar CNTEE Transelectrica SA se află în imposibilitatea obiectivă de a majora capitalul social cu valoarea celor 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate și pentru care expertul JPA Audit și Consultanță SRL a stabilit o valoare justă.

➤ **Litigii în curs**

Conducerea analizează periodic situația litigiilor în curs, iar în urma consultării cu reprezentanții săi legali decide necesitatea creării/anulării unor provizioane pentru sumele implicate sau a prezentării acestora în situațiile financiare.

Având în vedere informațiile existente, conducerea Grupului consideră că la data încheierii prezentelor situații nu există litigii în curs semnificative, cu excepția următoarelor:

• **REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE (RAAN)**

Dosar: 9089/101/2013

Obiect dosar: faliment

Valoare în litigiu: 19.113

Stadiu dosar: După mai multe amânări pentru continuarea procedurii falimentului, respectiv pentru încasarea creanțelor, valorificarea bunurilor, precum și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare, a fost fixat următorul termen de judecată în data de **25.03.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.517.

Dosar: 28460/3/2017

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta R.A.A.N. solicită obligarea subscrisei la plata sumei de 12.346, reprezentând contravaloare bonus perioada noiembrie 2015-aprilie 2016 și regularizare bonus în valoare de 11.024, precum și suma de 1.322, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal.

Valoare în litigiu: 12.346

Stadiu dosar: La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Suma de 12.346 a fost achitată de către Companie în mai 2024. **Dosar: 3694/3/2016**

Obiect dosar:

Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta R.A.A.N. solicită obligarea subscrisei la plata sumei de 12.727.102 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500031 din 24.04.2015, seria SRTF nr. 1500033 din 22.05.2015, seria SRTF nr. 1500036 din 22.06.2015, seria SRTF nr. 1521311 din 23.07.2015, seria SRTF nr. 1500041 din 17.08.2015, seria SRTF nr. 1500045 din 23.09.2015, seria SRTF nr. 1521339 din 26.10.2015 și seria

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

SRTF nr. 1521282 din 8.04.2015, precum și suma de 2.918, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500059 din 31.12.2015 și seria SRTF nr. 1500060 din 31.12.2015.

Valoare în litigiu: 15.699

Stadiu dosar: În data de 03.06.2024, s-a admis apelul, s-a schimbat în tot sentința apelată, în sensul că: s-a admis cererea de chemare în judecată. A fost obligată părta să plătească reclamantei suma de 12.727, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.918, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturi serie SRTF, cu drept de recurs.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul din data de 16.10.2025 ICCJ respinge recursul declarat de recurenta-pârta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva deciziei civile nr. 898 A din 3 iunie 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Suma de 15.699 a fost achitată de Companie în iunie 2024.

• CURTEA DE CONTURI A ROMÂNIEI

În perioada septembrie 2023 – ianuarie 2025, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Tema auditului de conformitate a fost „situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2020-2022” la CNTEE Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării misiunii de audit, Departamentul IV al Curții de Conturi a României a emis Raportul de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025, aprobate prin Hotărârea Plenului nr. 47/23.01.2025, prin care au fost stabilite un număr de 17 recomandări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (dosar nr. 5244/2/2025) prin care a solicitat următoarele:

- a) anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- b) anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- c) suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- d) cheltuieli de judecată.

Dosar: 5244/2/2025

Obiect dosar: litigii Curtea de Conturi (Legea Nr.94/1992) hotărârea nr. 47/23.01.2025

Stadiu dosar:

La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecătorească Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanța respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecătorească Pavelescu Silvia. Termen de judecată: **31.03.2026**

• OPCOM**Dosar: 22567/3/2019**

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta CNTEE Transelectrica SA a solicitat instanței ca prin hotărârea ce o va pronunța să dispună:

- obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloarea TVA-ului aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții "Electricity Market Project";
- obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 1.294 aferentă facturilor TEL 19 T00 nr. 17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019, reprezentând dobanda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.
- obligarea pârâtei OPCOM SA la plata cheltuielilor de judecată.

Valoare în litigiu: 5.811

Stadiu dosar:

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Soluția CAB conform hotărârii nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11 cu titlu de cheltuieli de judecată. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. . În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. **Definitivă.** Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou 22567/3/2019* cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 29 cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025. Transelectrica **a declarat recurs.**

La termenul din 24.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Pentru sumele prezentate mai sus, Compania înregistrează ajustări pentru deprecierea creanțelor (debit principal și penalități aferente).

Dosar: 24242/3/2021

Obiect dosar: OPCOM solicită constatare nulitate act – aport în natură

Valoare în litigiu: Diminuare aport capital social de la 22.587 la suma de 2.316. Micșorarea numărului de acțiuni deținute de Transelectrica la OPCOM.

Stadiu dosar: În data de 07.11.2023 Soluția TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

OPCOM a declarat apel. La termenul de judecată din data de 13.03.2025 a fost respins apelul ca nefondat și a fost obligată reclamanta la plata către stat a sumei de 180 reprezentând taxa judiciară de timbru.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosar: 44380/3/2024

Obiect dosar: pretenții și încheiere act adițional, cval. servicii calculare drepturi de încasat și obligații de plată ale tranzacțiilor realizate de PRE și PPE plus dobândă legală

Valoare în litigiu: 2.914 ce reprezintă contravaloarea serviciilor prestate de către OPCOM în favoarea Transelectrica în temeiul Contractului nr. C 707/2022, pentru calcularea drepturilor de încasat și a obligațiilor de plată ale tranzacțiilor realizate de participanții la piața de echilibrare și ale dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea în perioada 01.01.2023 - 29.02.2023.

Stadiu dosar: La termenul din data de 13.01.2026, în vederea administrării probelor propuse, amână

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

judecarea cauzei la data de **10.03.2026**. La acest termen, instanța amână judecarea cauzei la data de **05.05.2026**.

La 31 decembrie 2025, Compania nu are înregistrat provizion pentru acest litigiu.

• CONAID COMPANY SRL

Dosar: 36755/3/2018

Obiect dosar: pretenții și constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012

Valoare în litigiu: 17.216 paguba suferită și 100.000 euro beneficiu nerealizat estimat

Stadiu dosar:

Soluția TMB: Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Conaid a declarat apel.

Soluția CAB: Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă.**

Pentru suma de 17.216 lei CNTEE Transelectrica a constituit provizion în anul 2019.

• MUNICIPIUL REȘIȚA

Dosar: 2494/115/2018* / 2494/115/2018**

Obiect dosar: pretenții sumă reprezentând chirii teren aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adaugă dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă

Valoare în litigiu: 17.038

Stadiu dosar: La termenul din 27.02.2025 instanța respinge excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica S.A. Califică excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. Respinge cererea de chemare în judecată formulată de pârâtul Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.

Municipiul Reșița a declarat apel. Termen fixat în data de **21.04.2026**.

Compania este implicată în litigii în contradictoriu cu SMART după cum urmează:

Dosar: 15561/3/2022

Obiect dosar: SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 4.467 reprezentând cuantumul obligațiilor fiscale aferente veniturilor majorate ca urmare a majorării bazei de impozitare rezultată din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + cheltuieli de judecată.

Valoare în litigiu: 4.467

Stadiu dosar: La termenul din 20.03.2025 instanța admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467 precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.194 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51 cu titlu de taxa de timbru și suma de 3.000 lei cu titlu de onorariu de expert. Transelectrica **a declarat apel.**

La termenul din 20.02.2026 instanța amână judecarea cauzei cu acordul părților și acordă termen de judecată la data de **08.05.2026**, pentru ca intimata să ia la cunoștință notele de ședință depuse de către apelantă.

Pentru suma de 4.467, CNTEE Transelectrica a constituit provizion în anul 2022.

➤ ALTELE

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Total Electric Oltenia SA, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Bacău, CET Govora, Nuclearelectrica, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL, Menarom PEC SA Galați, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, PET Communication, ISPE, Grand Voltage SRL, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy și alții).

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cu privire la contractele de mandat încheiate între Companie și aceștia. Pentru aceste litigii, Compania are constituit provizion.

➤ **Garantii**

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, garanțiile se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Garanții acordate, din care:	316.014	537.109
- scrisori de garanție acordate – producție	124.602	157.286
- scrisori de garanție acordate – investiții	16.412	29.823
- alte garanții acordate	175.000	350.000
Garanții primite, din care:	1.130.453	821.959
- scrisori de garanție primite – producție	302.538	327.366
- scrisori de garanție primite – investiții	780.058	446.737
- alte garanții primite	47.857	47.856

Provizioanele pentru costul preconizat al obligațiilor de garanție privind vânzarea de bunuri sunt recunoscute la data vânzării produselor relevante, la cea mai bună estimare a directorilor privind cheltuielile necesare pentru stingerea obligației grupului.

Garanțiile legate de vânzări nu pot fi achiziționate separat și servesc drept asigurare că produsele vândute respectă specificațiile convenite. În consecință, grupul contabilizează garanțiile în conformitate cu IAS 37 Provizioane, Datorii contingente și Active contingente.

Garanții acordate

Compania este obligată conform Licenței de funcționare nr. 161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, precum și a serviciilor de echilibrare a sistemului, acordată prin Decizia președintelui ANRE nr. 865/22.12.2000, cu modificările și completările ulterioare, să constituie și să mențină o garanție financiară de 1% din cifra de afaceri asociată activităților autorizate prin licență, aferente ultimului exercițiu încheiat, care să asigure prestarea cu continuitate a activităților ce fac obiectul licenței, cu luarea în considerare a riscurilor majore ce pot afecta aceste activități și care să acopere eventualele daune solicitate conform prevederilor contractuale încheiate. În vederea respectării acestei obligații, Compania a încheiat la data de 01.02.2022 un contract de credit cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în sumă de 23.268 cu valabilitate în perioada 01.01.2022-31.12.2022.

La data de 24.12.2024 a fost încheiat actul adițional nr. 3 la contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară prin care s-a diminuat valoarea plafonului la suma de 46.314 și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2025.

La data de 24.12.2025 a fost încheiat actul adițional nr. 4 la contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară prin care s-a majorat valoarea plafonului la suma de 76.391 și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2026.

Celelalte garanții acordate sunt reprezentate, în principal, de scrisori de garanție bancară emise pentru achiziționarea de energie electrică pentru acoperirea Consumului Propriu Technologic (CPT) de pe piețele centralizate administrate de OPCOM – Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale de energie electrică modalitatea de tranzacționare prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării (PCCB-LE-flex), modalitatea de tranzacționare prin negociere continuă (PCCB-NC), Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), Piața pentru Ziua Următoare (PZU) și Piața Intra-zilnică (PI), precum și angajamente/garanții acordate aferente contractelor de împrumut aflate în derulare pentru activitatea de investiții.

Alte garanții acordate reprezintă contractele cesionate pentru garantarea liniilor de credit contractate pentru schema de sprijin pentru cogenerare și pentru capital de lucru.

Garanții primite

Garanțiile primite sunt reprezentate, în principal, de scrisorile de garanție bancară de bună plată aferente contractelor încheiate pe piața de energie electrică, echilibrare, cogenerare de înaltă eficiență, de scrisorile de garanție de bună execuție, bună execuție aferente contractelor de investiții și alte garanții primite în cadrul contractelor finanțate din tariful de racordare.

➤ **Rezerve din reevaluare la 31 decembrie 2025**

La 31 decembrie 2025, rezervele din reevaluare (nete de impozit) sunt în valoare de 1.496.393 (la 31 decembrie 2024 în sumă de 1.596.896).

Începând cu data de 1 mai 2009, rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004, care sunt deduse la calculul profitului impozabil prin intermediul amortizării fiscale sau al cheltuielilor privind activele cedate și/sau casate, se impozitează concomitent cu deducerea amortizării fiscale, respectiv la momentul scăderii din gestiune a acestor mijloace fixe, după caz.

Rezervele realizate sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii companiei inclusiv la folosirea acestora pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, a rezervelor menționate în paragraful anterior.

➤ **Tariful pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem**

Modelul de reglementare a tarifelor de transport aplicat în prezent în România este venit plafon (eng. "revenue cap").

Modelul presupune reglementarea venitului total permis operatorului rețelei de transport și include ca obiective asigurarea premiselor necesare operării eficiente a serviciului de transport și menținerii viabilității financiare a operatorului pentru remunerarea adecvată a finanțatorilor și menținerea accesului la finanțare.

Modelul conține mecanisme de stimulare a eficienței operaționale și un cadru de rentabilitate financiară bazat pe controlul investițiilor realizate de operator (baza activelor reglementate) și o rată de rentabilitate reglementată stabilită pe baza estimării costului mediu de finanțare al operatorului.

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (în prezent 5 ani), pe durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor¹ și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor. Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

În cadrul unei perioade de reglementare tarifele sunt revizuite cu frecvență anuală și rămân valabile pentru perioade de 12 luni de la data aprobării (ani tarifari).

Diferențele între valorile prognozate și cele efective ale parametrilor de calcul al tarifului pentru un anumit an tarifar sunt compensate prin intermediul unor corecții ex-post implementate în tarif în anii tarifari subsecvenți sau la începutul perioadei de reglementare imediat următoare.

În cazul anumitor componente specifice ale bazei de costuri reglementate ce se află sub incidența unor plafonări, depășirea nivelului prognozat al respectivelor costuri nu este compensată. De asemenea, în cazul anumitor componente de cost, economiile realizate sunt parțial reținute de Transelectrica.

Setul de parametri de calcul este aprobat de ANRE și include:

- costurile cu operarea curentă a serviciului: costuri de operare și mentenanță controlabile și necontrolabile, consumul propriu tehnologic, congestiile interne de rețea, costurile și veniturile aferente mecanismului de compensare financiară a tranzitelor de energie electrică în cadrul ENTSO-E;
- costurile cu dezvoltarea serviciului: investițiile planificate în rețeaua de transport, activele reglementate utilizate de Transelectrica în desfășurarea activității, programul de amortizare bazat pe durate de funcționare reglementate, rentabilitatea capitalului investit stabilită pe baza unei rate de rentabilitate reglementată aplicată bazei activelor reglementate;
- cantitatea de energie electrică tarifabilă, prețul energiei reactive.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie electrică activă introduse/extrase din rețelele electrice publice de pe teritoriul României, cu excepția importurilor/ exporturilor.

¹ Metodologia aplicată în prezent este cea aprobată prin ordinul ANRE nr. 68/2024 cu modificările și completările ulterioare.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii Lei, dacă nu este indicat altfel)

Transelectrica percepe tarif de transport pentru injectia în rețelele electrice publice (componenta tarifară TG) și pentru extracția din rețelele electrice publice (componenta tarifară TL).

TG nu se aplică la energia electrică produsă de centralele electrice cu capacitate instalată mică, de până la 5 MW. De asemenea, TG nu se aplică la energia electrică importată. TL nu se aplică la energia electrică exportată.

I) Tarifele de transport aplicate în anul 2025

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 99/2024, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, conform tabelului de mai jos:

Transportul energiei electrice*	u.m.	Tarif aplicat în anul 2024	Tarif în vigoare de la 1 ianuarie 2025 conform Ordin ANRE nr. 99/ 20.12.2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(4)/(3)
T_G (componenta de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,82	3,29	-13,87%
T_L (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	27,72	33,03	19.16%

*Notă: Începând cu data de 1 ianuarie 2025, s-a eliminat noțiunea de "tarif mediu de transport". Până la data de 1 ianuarie 2025, ANRE aproba o valoare medie a tarifului de transport și valorile tarifelor de injecție în rețea T_G (tarif plătit de producători) și de extracție din rețea T_L (tarif plătit de consumatori). În derularea contractelor de transport se aplică doar tarifele T_G și T_L. Tarif mediu de transport avea doar o valoare indicativă și reprezenta un indicator al evoluției în timp a tarifului de transport în ansamblul acestuia indiferent de modul de alocare a costurilor pe cele două tarife TG și TL.

Componentele tarifare ce alcătuiesc tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, sunt prezentate în tabelele de mai jos: *Componente tarifare –*

Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/ 20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G)	3,29	2,84	0,45

Componente tarifare - Tarif de extracție a energiei electrice din rețeaua de transport (TL)

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/ MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat non CPT (CT_non CPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (T_L)	33,03	24,01	7,73	1,29

II) Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în anul 2025

Prin Ordinele ANRE nr. 57/2024, nr. 21/2025 și nr. 60/2025 s-au aprobat tarifele pentru achiziția serviciilor de sistem practicate de CNTEE Transelectrica SA valabile în anul 2025, conform tabelului de mai jos:

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif în vigoare	Diferență (%)
Ordin nr. 57/2024 (1 ianuarie - 31 mai)	Lei/MWh	11,51	-
Ordin nr. 21/2025 (1 iunie – 31 august)	Lei/MWh	7,04	-38,81%
Ordin nr. 60/2025 (1 septembrie – 31 decembrie)	Lei/MWh	12,79	+81,69%

Ajustările în sens negativ și pozitiv ale tarifului începând cu data de 1 iunie 2025, respectiv 1 septembrie 2025, s-au efectuat în baza îndeplinirii prevederilor Art.22 și Art.23 din cadrul Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 116/2022.

.Contingente

La 31 decembrie 2025, **datoriile contingente** sunt în valoare de 49.219. Acestea sunt aferente unor litigii ce au ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare în urma creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contracte de investiții

31. Părți afiliate**i) Părți afiliate – tranzacții**

Tranzacțiile desfășurate în 2025 și 2024 cu părțile afiliate sunt detaliate, după cum urmează:

Entitatea afiliată	Vânzări		Achiziții	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
FORMENERG SA	-	-	3	7
TOTAL	-	-	3	7

În timpul anului societatea Formenerg a fuzionat cu societatea Teletrans, așa cum a fost menționat anterior.

ii) Părți afiliate – tranzacții cu alte companii aflate în proprietatea statului

Compania este o entitate cu capital majoritar de stat.

Valoarea tranzacțiilor Companiei cu entitățile controlate de Stat sau asupra cărora statul exercită o influență semnificativă reprezintă o parte semnificativă a vânzărilor și cumpărărilor înregistrate în anul încheiat la 31 decembrie 2025.

Achizițiile/vânzările și soldurile semnificative sunt în principal cu producători/furnizori de energie electrică unde statul este acționar majoritar, după cum urmează:

Furnizor	Achiziții		Datorii comerciale	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroelectrică	749.234	1.946.094	109.789	226.959
Complexul Energetic Oltenia	468.882	586.388	59.677	66.628
Electrocentrale București	281.524	261.776	56.720	23.470
Societate Electrocentrale Craiova	84.576	76.866	7.850	5.192
Thermoenergy Group SA	25.944	29.108	3.808	2.027
SNGN Romgaz SA	9.518	21.916	2.734	2.109
SCE Valea Jiului SA	8.522	11.751	1.865	1.131
Nuclearelectrică	257	24.367	30	7.321
OPCOM SA	2.763.526	1.833.386	90.190	644.297
TOTAL	4.391.618	4.791.653	332.212	979.134

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Client	Vânzări		Creanțe comerciale*)	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroelectrica	715.382	1.037.447	160.879	50.584
Complexul Energetic Oltenia	126.397	189.784	24.797	20.551
Nuclearelectrica	33.339	44.396	3.649	-
SNGN Romgaz SA.	16.380	32.581	3.292	990
Electrificare CFR SA	29.060	31.974	6.217	2.425
Electrocentrale Bucuresti	20.558	17.715	4.150	-
SCE Valea Jiului SA	13.288	16.559	2.800	572
Societate Electrocentrale Craiova	6.665	8.460	473	394
OPCOM SA	1.449.258	3.637.185	101.497	634.691
TOTAL	2.371.215	5.016.102	309.137	710.206

*) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

În cursul anului 2025, Compania a încasat dividende de la OPCOM în sumă de 22.108.

Tipurile de tranzacții desfășurate în anul 2025 cu Opcom reprezintă tranzacții de vânzare-cumpărare de energie electrică.

După cum este prezentat în Nota 1 ("Mediul legislativ"), activitățile Companiei sunt reglementate de ANRE. Totodată, cum este prezentat și în Nota 3 (b), în conformitate cu Contractul de concesiune, se plătește o redevență anuală, calculată ca 4/1000 din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice, prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului.

32. Salarizarea conducerii

Salariile plătite angajaților încadrați cu Contract individual de munca (CIM) în funcții de conducere pentru serviciile prestate sunt compuse în principal din salariul de bază, indemnizația de conducere, beneficii la terminarea contractului de muncă și post angajare, precum și componenta fixă și componenta variabilă pentru membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere.

Acestea sunt detaliate, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
<u>Angajați cu CIM în funcții de conducere</u>		
Beneficii pe termen scurt	67.105	28.500
Alte beneficii pe termen lung	1.111	316
<u>Membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere</u>		
Beneficii pe termen scurt Componenta fixă	6.635	5.029
Beneficii (chirie, transport)	327	-
Total	75.177	33.845

În cadrul notei la decembrie 2025 s-a prezentat și salarizare conducerii filalelor, iar pentru o prezentare conforma la decembrie 2024 suma totală a fost 69.807.

Prin Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A din 28.02.2024, s-a aprobat numirea membrilor Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului de 4 ani, începând cu data de 01.03.2024 și până la data de 29.02.2028, precum și stabilirea remunerației.

Prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 39 din 30.09.2024, în conformitate cu prevederile art. 35 alin (4)-(8) și (11) din OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, ca urmare a finalizării procedurii de selecție a candidaților pentru ocuparea pozițiilor de membri ai Directoratului CNTEE Transelectrica SA, în temeiul art. 23 din Actul constitutiv, s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 03.10.2024 până la data de 29.02.2028 pe o perioadă de maxim patru ani, precum și stabilirea remunerației.

33. Interese minoritare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	-	-
Pondere pierderii în an	-	-
Interese minoritare adiționale	-	-
Sold la sfârșitul perioadei	-	-

34. Instrumente financiare*Managementul riscului financiar*

Grupul este expusă următoarelor riscuri care decurg din instrumentele financiare: riscul de piață (riscul de rată a dobânzii și riscul valutar), risc de creditare și risc de lichiditate. Managementul global al Grupului se axează asupra impredictibilității pieței financiare și caută să minimizeze potențialele efecte adverse ale performanței financiare a Grupului. Risc de piață este riscul care produce schimbări asupra prețurilor pieței, precum schimbul valutar și rata dobânzii ce vor afecta veniturile Grupului sau valoarea deținerilor de instrumente financiare.

Grupul nu are angajamente formale pentru a combate riscurile financiare. Cu toate acestea, riscurile financiare sunt monitorizate la nivel de management, punându-se accent pe necesitățile Grupului de a compensa eficient oportunitățile și amenințările.

Această notă prezintă informații cu privire la expunerea Grupului față de riscurile menționate mai sus, la obiectivele, politicile și procesele aferente măsurării și administrării riscurilor, cât și despre gestionarea capitalului de către Companie.

Riscul de rată a dobânzii

Fluxurile de numerar operaționale ale Grupului sunt afectate de variațiile ratei dobânzilor, în principal ca urmare a împrumuturilor pe termen lung în valută contractate de la bănci finanțatoare externe. Grupul are împrumuturi pe termen lung cu dobândă fixă, care nu o pot expune la un risc de fluxuri de numerar.

La data bilanțului, raportul dintre instrumentele financiare cu rata de dobândă fixă și cele cu rata de dobândă variabilă ale Grupului este prezentat în continuare:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Instrumente financiare cu rata dobânzii fixă		
Datorii financiare	8.182	32.205
Instrumente financiare cu rata dobânzii variabilă		
Datorii financiare	177.643	8.354

Analiza de sensibilitate a ratei dobânzii

O depreciere cu -1.00% a ratei dobânzii pentru împrumuturile cu rate ale dobânzii variabile la data întocmirii situației poziției financiare ar fi crescut profitul brut al exercițiului financiar cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune ca toate celelalte variabile, în principal cursul de schimb valutar, rămân constante.

	Profit 31 decembrie 2025	Profit 31 decembrie 2024
Instrumente cu rata variabilă (-1%)	1.776	84
Total	1.776	84

O apreciere cu +1.00% a ratei dobânzii pentru împrumuturile cu rate ale dobânzii variabile la data întocmirii situației poziției financiare ar fi scăzut profitul brut al exercițiului financiar cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune ca toate celelalte variabile, în principal cursurile de schimb valutar, rămân constante.

	Pierdere 31 decembrie 2025	Pierdere 31 decembrie 2024
Instrumente cu rata variabilă (+1%)	(1.776)	(84)
Total	(1.776)	(84)

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Riscul valutar

Grupul poate fi expusă fluctuațiilor cursului de schimb valutar prin numerar și echivalente de numerar. Împrumuturi pe termen lung sau datorii comerciale exprimate în valută.

Moneda funcțională a Grupului este leul românesc. Grupul este expusă riscului cursului de schimb valutar la numerarul și echivalentele de numerar. achizițiile și împrumuturile realizate în altă monedă decât funcțională. Monedele care expun Grupul la acest risc sunt, în principal, EUR și USD. Împrumuturile în valută și datoriile în valută sunt ulterior exprimate în lei, la cursul de schimb de la data bilanțului, comunicat de Banca Națională a României. Diferențele rezultate sunt incluse în contul de profit și pierdere, dar nu afectează fluxul de numerar până în momentul lichidării datoriei.

Expunerea Companiei la riscul valutar, exprimată în RON, a fost:

31 Decembrie 2025	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	761.192	749.185	12.001	6
Creanțe	3.371.004	2.227.700	1.143.304	-
Expunerea brută active	4.132.195	2.976.884	1.155.305	6
Datorii financiare				
Furnizori și alte datorii	3.453.470	2.324.872	1.125.437	3.161
Împrumuturi	185.825	177.643	8.182	-
Expunerea brută datorii	3.639.295	2.502.515	1.133.618	3.161
Expunerea netă la data de raportare	492.900	474.369	21.686	(3.155)
31 Decembrie 2024	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	707.174	679.442	27.711	22
Creanțe	3.782.840	2.279.595	1.503.223	22
Expunerea brută active	4.490.014	2.959.037	1.530.933	44
Datorii financiare				
Furnizori și alte datorii	3.889.713	2.316.112	1.573.601	-
Împrumuturi	40.559	8.354	32.205	-
Expunerea brută datorii	3.930.272	2.324.466	1.605.806	-
Expunerea netă la data de raportare	559.742	634.571	(74.873)	44

Creanțele comerciale și alte creanțe, precum și furnizorii și alte obligații mai puțin furnizorii de imobilizări sunt exprimați numai în RON.

Următoarele rate de schimb au fost aplicate:

	Curs mediu		Cursul de schimb la data	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
RON/ EURO	5,0415	4,9748	5,0985	4,9741
RON/ USD	4,4705	4,6048	4,3417	4,7768

Analiza de senzitivitate a riscului valutar

O apreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 ar fi crescut profitul brut cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Profit 31 decembrie 2025	Profit 31 decembrie 2024
EUR	(2.169)	7.487
USD	(315)	4
Total	(2.484)	7.492

O depreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 ar fi avut un efect similar dar de sens contrar asupra sumelor de mai sus, presupunând că toate celelalte variabile au rămas constante.

	Pierdere 31 decembrie 2025	Pierdere 31 decembrie 2024
EUR	2.169	(7.487)
USD	315	(4)
Total	2.484	(7.492)

Riscul de credit

Riscul de creditare este riscul în care Grupul suportă o pierdere financiară ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor contractuale de către un client sau o contrapartidă la un instrument financiar. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale și numerarul și echivalentele de numerar.

Tratamentul riscului de contrapartidă se bazează pe factori de succes interni și externi ai Grupului. Factorii externi de succes – care au efect asupra reducerii riscului în mod sistematic sunt: descentralizarea sectorului energetic în care producția, transportul, distribuția și furnizarea sunt activități distincte, iar interfața pentru client este reprezentată de furnizor, tranzacționarea energiei electrice pe piața din România pe două segmente de piață: piața reglementată și piața concurențială. Factorii interni de succes în tratamentul riscului de contrapartidă includ: diversificarea portofoliului de clienți și diversificarea numărului de servicii oferite pe piața de energie electrică.

Activele financiare care pot supune Grupul riscului de încasare sunt în principal creanțele comerciale și numerarul și echivalentele de numerar. Grupul a pus în practică o serie de politici prin care se asigură că vânzarea de servicii se realizează către clienți cu o încasare corespunzătoare, prin includerea în contractele comerciale a obligației acestora de a constitui garanții financiare. Valoarea creanțelor, netă de ajustările pentru pierderi de valoare, reprezintă suma maximă expusă riscului de încasare.

Riscul de încasare aferent acestor creanțe este limitat, întrucât aceste sume sunt, în principal, datorate de companii deținute de stat.

Expunerea maximă la riscul de încasare la data raportării a fost:

	Valoarea netă 31 decembrie 2025	Valoarea netă 31 decembrie 2024
Active financiare		
Creante comerciale nete	2.422.234	2.580.095
Alte creante nete si avansuri catre fz	552.154	930.509
TVA de recuperat	396.616	272.236
Numerar si echivalente de numerar	761.192	707.174
Total	4.132.195	4.490.014

Situația vechimii **creanțelor** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025

(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Valoarea bruta 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025	Valoarea bruta 31 decembrie 2024	Ajustare depreciere 31 decembrie 2024
Neajunse la scadență	2.322.978	10	2.491.830	27
Scadența depășită între 1 – 30 zile	(703)	-	2.219	-
Scadența depășită 31 – 90 zile	1.666	-	492	-
Scadența depășită 90 – 180 zile	9.826	160	78	-
Scadența depășită între 180 – 270 zile	642	-	(31)	-
Scadența depășită între 270 – 365 zile	22	-	(8)	-
Mai mult de un an	214.784	126.811	213.581	128.038
Total	2.549.214	126.980	2.708.160	128.066

Situația vechimii **altor creanțe** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea bruta 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025	Valoarea bruta 31 decembrie 2024	Ajustare depreciere 31 decembrie 2024
Neajunse la scadență	905.613	330	1.180.385	331
Scadența depășită între 1 – 30 zile	71	-	1.197	-
Scadența depășită între 31 – 90 zile	627	-	4.784	-
Scadența depășită între 90 – 180 zile	17.923	325	424	342
Scadența depășită între 180 – 270 zile	6.869	41	1.154	911
Scadența depășită între 270 – 365 zile	680	331	849	413
Mai mult de un an	88.750	70.737	86.985	71.036
Total	1.020.533	71.764	1.275.778	73.033

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea clienților** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	128.066	130.158
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	2.598	288
Reluare ajustări pentru depreciere	3.683	2.381
Sold la sfârșitul perioadei	126.981	128.066

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	73.033	84.933
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.725	7.431
Reluare ajustări pentru depreciere	2.994	19.331
Sold la sfârșitul perioadei	71.764	73.033

Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate este riscul potrivit căruia Grupul să întâmpine dificultăți în îndeplinirea obligațiilor asociate datoriilor financiare care sunt decontate în numerar sau prin transferul altui activ financiar.

O politică prudentă de gestionare a riscului de lichiditate implică menținerea unui suficient numerar și echivalente de numerar, disponibilitatea finanțării prin facilități de credit adecvate.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31decembrie2025	31decembrie2024
Active		
Active monetare în RON	2.976.884	2.959.037
Active monetare în monedă straină	1.155.311	1.530.977
	4.132.195	4.490.014
Total active		
Datorii		
Datorii monetare în RON	(2.502.515)	(2.324.466)
Datorii monetare în monedă straină	(1.136.779)	(1.605.806)
Total datorii	(3.639.295)	(3.930.272)
Pozitia monetara neta in RON	474.369	634.571
Pozitia monetara neta in moneda straina	18.531	(74.829)

Tabelul următor prezintă scadența contractuală a datoriilor financiare, inclusiv plata dobânzilor:

31 decembrie 2025	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12luni	1–2ani	2–5ani	>5ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	3.430.884	3.430.884	3.413.011	14.714	3.159	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	22.585	22.585	22.585	-	-	-
Împrumuturi	185.825	195.823	184.354	980	490	-
Total	3.639.295	3.649.293	3.619.951	15.694	3.650	-
31 decembrie 2024	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12luni	1–2ani	2–5ani	>5ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	3.864.176	3.838.172	3.858.507	1.604	4.065	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	25.537	25.613	25.537	-	-	-
Împrumuturi	40.559	47.205	32.641	6.483	1.435	-
Total	3.930.272	3.910.990	3.916.685	8.087	5.500	-

Tabelul următor prezintă scadența contractuală a activelor financiare inclusiv plata dobânzilor::

31 decembrie 2025	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12luni	1–2ani	2–5ani	>5ani
Active financiare						
Creante comerciale nete	2.422.234	2.422.234	2.422.234	-	-	-
Alte creanțe nete și avansuri către fz	552.154	552.154	552.154	-	-	-
TVA de recuperat	396.616	396.616	396.616	-	-	-
Numerar și echivalente de numerar	761.192	761.192	761.192	-	-	-
Total	4.132.195	4.132.195	4.132.195	-	-	-
31 decembrie 2024	Valoare neta	Valoarea contractuala	<12 luni	1–2ani	2–5ani	>5ani
Active financiare						
Creante comerciale nete	2.580.095	2.580.095	2.580.095	-	-	-
Alte creanțe nete și avansuri către fz	930.509	930.509	930.509	-	-	-
TVA de recuperat	272.236	272.236	272.236	-	-	-
Numerar și echivalente de numerar	707.174	707.174	707.174	-	-	-
Total	4.490.014	4.490.014	4.490.014	-	-	-

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Valoarea justă a instrumentelor financiare

Valoarea justă este valoarea la care instrumentul financiar se poate schimba în tranzacțiile obișnuite desfășurate în condiții obiective între părți interesate și în cunoștință de cauză, altele decât cele determinate de lichidare sau vânzare silită. Valorile juste se obțin din prețurile de piață cotate sau modelele de fluxuri de numerar, după caz. La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, managementul consideră că valorile juste ale numerarului și echivalentelor de numerar, creanțelor comerciale și altor creanțe, datoriilor comerciale, a împrumuturilor, precum și ale altor datorii pe termen scurt aproximează valoarea lor contabilă. Valoarea contabilă a împrumuturilor este costul amortizat.

31 decembrie 2025	Valoare contabilă	Valoare justă
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.422.234	2.422.234
Numerar și echivalente de numerar	761.192	761.192
Alte creanțe nete și avansuri către fz	552.154	552.154
TVA de recuperat	396.616	396.616
Total	4.132.195	4.132.195
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi	1.471	1.471
Total	1.471	1.471
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.414.967	3.414.967
Împrumuturi	184.354	184.354
Sume datorate angajaților și alte datorii	38.503	38.503
Total	3.637.824	3.637.824
31 decembrie 2024	Valoare contabilă	Valoare justă
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.580.095	2.580.095
Numerar și echivalente de numerar	707.174	707.174
Alte creanțe nete și avansuri către fz	930.509	930.509
TVA de recuperat	272.236	272.236
Total	4.490.014	4.490.014
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi	7.918	7.918
Total	7.918	7.918
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.848.033	3.848.033
Împrumuturi	32.641	32.641
Sume datorate angajaților și alte datorii	41.680	41.680
Total	3.922.354	3.922.354

Categorii de instrumente financiare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active financiare		
Disponibilități bănești	761.192	707.174
Creanțe	3.371.004	3.782.840
Datorii financiare		
Cost amortizat	3.639.295	3.930.272

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Riscul de personal și sistemul de salarizare

La 31 decembrie 2025, media de vârstă a personalului Grupului este ridicată. Există posibilitatea ca în viitor, Grupul să se confrunte cu o lipsă de personal datorată plecărilor angajaților din cauze naturale.

Un alt risc legat de personal îl reprezintă posibilitatea plecării angajaților de calificare înaltă către companiile private, care ar putea oferi pachete salariale și compensații peste nivelul actual oferit de către Companie.

Managementul riscului de capital

Politica Companiei este de a păstra o bază puternică de capital pentru menținerea unei structuri financiare solide care să permită desfășurarea activităților operaționale în condiții de continuitate și finanțarea programelor de investiții în infrastructura rețelei de transport a energiei electrice.

Compania monitorizează structura capitalului prin analizarea raportului dintre capitalurile proprii și datoriile financiare, precum și a indicatorilor de îndatorare. Managementul analizează periodic acest indicator pentru a asigura menținerea unei structuri financiare echilibrate și pentru a facilita accesul la surse de finanțare în condiții adecvate. Activitatea Companiei este supusă cadrului de reglementare stabilit de ANRE, care definește mecanisme de stabilire a veniturilor reglementate și remunerarea capitalului investit în baza activelor reglementate.

Indicatorul gradului de îndatorare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Împrumuturi pe termen lung și termen scurt	185.825	40.559
Disponibilități bănești	(761.192)	(707.174)
Datoria netă	(575.367)	(666.615)
Datorii totale	4.857.385	4.918.426
Total capitaluri proprii	6.072.155	5.907.117
Gradul de îndatorare (<i>Total datorii/Capital propriu</i>)	0,80	0,83

35. Onorarii percepute de fiecare auditor statutar sau firmă de audit

Onorariul perceput pentru serviciile de audit financiar aferente exercițiului financiar al anului 2024 și achitate în anul 2025 sunt în sumă de 1.020 lei (fără TVA), servicii furnizate de PKF FINCONTA SRL.

Pentru auditul exercițiului financiar al anului 2025, onorariile (fără TVA) percepute de către auditorul statutar, conform contractului C2303/2025 încheiat cu **DELOITTE AUDIT SRL**, sunt:

-pentru servicii audit în suma de 866,

-pentru servicii non-audit în suma de 477.

Acestea vor fi achitate în cursul anului 2026.

36. Obiective de mediu

CNTEE Transelectrica SA are implementat un sistem de management integrat calitate, mediu, sănătate și securitate muncă, prin care gestionează eficient aspectele de mediu aferente activității de transport al energiei electrice, precum și de mentenanță și modernizare a RET, pentru prevenirea poluării și creșterea performanței de mediu.

Preocuparea Companiei privind protecția mediului se reflectă și în Declarația de politică a sistemului de management integrat în domeniile calității, mediului, sănătății și securității în muncă.

Strategia de dezvoltare are ca obiectiv fundamental îndeplinirea necesităților și așteptărilor clienților săi și ale altor părți interesate. Într-un Sistem de Management Integrat calitate, mediu, securitate și sănătate în muncă, implementat, Certificat, menținut și îmbunătățit continuu în conformitate cu cerințele standardelor SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR ISO 45001:2023.

Pentru realizarea acestei strategii și obținerea unui succes durabil, conducerea Companiei s-a angajat să asigure:

- funcționarea sistemului electroenergetic în condițiile stabilite prin reglementările europene și naționale din legislația primară și secundară, pentru a corespunde nevoilor și așteptărilor clienților și ale altor părți interesate;

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

- cadrul organizatoric necesar pentru stabilirea, analizarea și implementarea obiectivelor Sistemului de Management Integrat calitate, Mediu, securitate și sănătate în muncă;
- dezvoltarea durabilă și reducerea impactului negativ al RET asupra mediului înconjurător prin:
 - ✓ identificarea aspectelor de mediu/riscurilor și oportunităților asociate.
 - ✓ monitorizarea factorilor de mediu, prevenirea/combateră poluării prin utilizarea celor mai bune tehnologii disponibile.
 - ✓ decontaminarea, reabilitarea sau reconstrucția ecologică a suprafețelor de teren și a suprafețelor de apă afectate de activitățile Companiei.
 - ✓ prevenirea și reducerea emisiilor de gaze fluorurate cu efect de seră (GES): SF6, Ozon, freon etc.
 - ✓ prevenirea și reducerea poluării aerului prin încadrarea în limitele admise ale concentrației poluanților emiși în atmosferă (emisi de la centrale termice și autoturisme).
 - ✓ prevenirea și reducerea poluării apelor prin încadrarea în limitele admise ale concentrației poluanților în apă.
 - ✓ managementul adecvat al deșeurilor.
 - ✓ reducerea riscului de coliziune și electrocutare a păsărilor.
 - ✓ prevenirea incendiilor forestiere prin întreținerea culoarului de siguranță.
 - ✓ evitarea alterării habitatelor naturale în special al ariilor naturale protejate.

La nivelul CNTEE Transelectrica SA se elaborează anual Raportul privind Analiza Sistemului de Management Integrat și se aprobă un program de măsuri pentru îmbunătățirea continuă a SMI (inclusiv a SMM).

37. Evenimente ulterioare

- **Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem**

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 116/2022, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2026. Având în vedere cele menționate mai sus și în urma analizării elementelor de fundamentare a tarifului, ANRE a emis Ordinul nr.73/2025 prin care se aprobă **tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicabil de la 1 ianuarie 2026 în valoare de 14,70 lei/MWh**.

- **Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice**

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 68/2024, ANRE a aprobat prin Ordinul nr. 74/2025 valorile tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice valabile de la 1 ianuarie 2026, conform tabelelor de mai jos:

Tarif de introducere a energiei electrice din rețele (TG)

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh). conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025. din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)	3,63	3,18	0,45

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh). conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025. din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat nonCPT (CT_nonCPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)	36,45	25,60	9,14	1,71

- **Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 08 ianuarie 2026**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 08 ianuarie 2026:

- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;

- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020;

- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei Transelectrica S.A. în vederea efectuării demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;

- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei în vederea efectuării efectuarea demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020.

- **Conflictul militar din Orientul Mijlociu**

Ulterior datei de 31 decembrie 2025, au avut loc escaladări ale tensiunilor geopolitice în Orientul Mijlociu, care au generat volatilitate pe piețele internaționale de energie.

Conducerea a evaluat aceste evoluții și consideră că, la data aprobării situațiilor financiare, acestea nu indică existența unor condiții la 31 decembrie 2025 care să necesite ajustarea situațiilor financiare.

Având în vedere natura dinamică a acestor evenimente, conducerea continuă să monitorizeze impactul potențial asupra activității societății, inclusiv asupra poziției financiare, performanței și fluxurilor de numerar, precum și asupra ipotezei de continuitate a activității.

Aceste evenimente sunt tratate ca evenimente ulterioare care nu necesită ajustare, în conformitate cu IAS 10.

CNTEE Transelectrica SA- OMFP 2844

Note explicative la situațiile financiare pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

- **Moody's reconfirmă rating-ul Baa3**

Compania a informat acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în data de 16 martie 2026, agenția Moody's Ratings a publicat actualizarea anuală (Annual Update) a Opiniei de Credit (Credit Opinion) pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Prin acest raport, agenția reconfirmă ratingul de credit pe termen lung la nivelul Baa3, menținând totodată perspectiva negativă și profilul individual de credit (BCA) la nivelul ba1.

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT

Către Acționarii
C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.

Raport cu privire la auditul situațiilor financiare consolidate

Opinie

- Am auditat situațiile financiare consolidate ale Societății C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. și ale filialelor sale ("Grupul"), cu sediul social în Strada Olteni, nr. 2-4, București, sectorul 3, identificată prin codul unic de înregistrare fiscală RO 13328043, care cuprind situația consolidată a poziției financiare la data de 31 decembrie 2025, situația consolidată a rezultatului global, situația consolidată a modificărilor capitalurilor proprii și situația consolidată a fluxurilor de trezorerie aferente exercițiului încheiat la această dată, precum și note la situațiile financiare consolidate care includ informații semnificative privind politicile contabile.
- Situațiile financiare consolidate la 31 decembrie 2025 se identifică astfel:
 - Total capitaluri proprii: 5.897.682 mii Lei
 - Profitul net al exercițiului financiar: 440.158 mii Lei
- În opinia noastră, situațiile financiare consolidate anexate prezintă fidel, sub toate aspectele semnificative, poziția financiară consolidată a Grupului la data de 31 decembrie 2025, performanța sa financiară consolidată și fluxurile sale de trezorerie consolidate aferente exercițiului încheiat la data respectivă, în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană ("IFRS Adoptate de UE").

Baza pentru opinie

- Am desfășurat auditul nostru în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit ("ISA"), Regulamentul UE nr. 537 al Parlamentului și al Consiliului European (denumit în cele ce urmează „Regulamentul”) și Legea nr. 162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative (denumită în continuare „Legea 162/2017”). Responsabilitățile noastre în baza acestor standarde sunt descrise detaliat în secțiunea “Responsabilitățile auditorului într-un audit al situațiilor financiare consolidate” din raportul nostru. Suntem independenți față de Grup, conform Codului Etic Internațional pentru Profesioniștii Contabili emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Etică pentru Contabili (inclusiv Standardele Internaționale de Independență) (codul IESBA), așa cum este aplicabil auditului situațiilor financiare ale entităților de interes public, împreună cu cerințele etice care sunt relevante pentru auditul situațiilor financiare în România, inclusiv Regulamentul și Legea 162/2017. Ne-am îndeplinit responsabilitățile etice conform acestor cerințe și conform Codului IESBA. Considerăm că probele de audit pe care le-am obținut sunt suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru opinia noastră.

Evidențierea unor aspecte

- Atragem atenția asupra notei 2 la situațiile financiare consolidate, conform cărora Grupul întocmește două seturi de situații financiare consolidate, unul conform reglementărilor naționale, respectiv Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 cu modificările ulterioare, iar altul conform cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („Standardele Contabile IFRS”) adoptate de Uniunea Europeană. Aceste situații financiare consolidate sunt întocmite în Standardele Contabile IFRS, care sunt diferite de OMF 2844/2016, așa cum este prezentat în nota 2 la situațiile financiare consolidate. Prin urmare, aceste situații financiare consolidate nu sunt conforme cu OMF 2844/2016. Raportul nostru de audit nu este modificat cu privire la acest aspect.

Aspectele cheie de audit

- Aspectele cheie de audit sunt acele aspecte care, în baza raționamentului nostru profesional, au avut cea mai mare importanță pentru auditul situațiilor financiare consolidate din perioada curentă. Aceste aspecte au fost abordate în contextul auditului situațiilor financiare consolidate în ansamblu și în formarea opiniei noastre asupra acestora și nu oferim o opinie separată cu privire la aceste aspecte.

Deloitte se referă la una sau mai multe dintre societățile Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), rețeaua sa globală de firme membre și entitățile afiliate acestora (colectiv, "organizația Deloitte"). DTTL (denumită și "Deloitte Global") și fiecare dintre societățile sale membre și entitățile afiliate, sunt societăți independente și separate din punct de vedere legal, care nu se pot obliga ori angaja reciproc cu privire la terțe părți. DTTL și fiecare societate membră DTTL și entitate asociată își asumă răspunderea exclusiv în limita propriilor acțiuni și omisiuni, iar nu și pentru cele ale altor entități. DTTL nu furnizează servicii către clienți. Pentru a afla mai multe, vă rugăm să accesați www.deloitte.com/ro/despre.

Aspect cheie de audit	Modul de abordare în cadrul misiunii de audit
Recunoașterea veniturilor din activitatea de transport energie electrică. Veniturile generate din activitatea de transport a energiei electrice reprezintă activitatea de bază a Grupului. Recunoașterea veniturilor rezultate din această activitate depinde de evaluarea adecvată a cuantumului contraprestației contractuale și înregistrarea acestora în perioada la care se referă, corespunzător clauzelor comerciale prevăzute în contractele cu clienții. Considerăm că recunoașterea veniturilor este o arie de audit semnificativă, întrucât conducerea Grupului poate contabiliza în mod incorect veniturile din activitatea de transport a energiei electrice datorită naturii tranzacțiilor de vânzare și a clauzelor contractuale privind data la care are loc transferul controlului asupra serviciilor prestate. În plus, veniturile reprezintă unul dintre cei mai importanți indicatori-cheie de performanță ai Grupului. Prezentările Grupului cu privire la venituri sunt incluse în Nota 22 la situațiile financiare.	Abordarea de audit pentru testarea veniturilor aferente activității de transport al energiei electrice a fost doar pe bază de proceduri de fond. Procedurile noastre de audit efectuate pentru a aborda riscul de denaturare semnificativă a recunoașterii veniturilor din transport au inclus următoarele: • Am evaluat politicile contabile ale Grupului cu privire la recunoașterea veniturilor; • Am confirmat pentru o selecție de clienți veniturile pentru 2025 pentru a evalua completitudinea tranzacțiilor realizate de Grup cu aceștia; • Am selectat un eșantion aleatoriu de venituri, pe care le-am comparat cu documentele justificative relevante pentru a asigura acuratețea și clasificarea tranzacțiilor înregistrate, validând și perioada financiară în care acestea trebuiau înregistrate în funcție de data la care s-a realizat transferul controlului asupra serviciilor prestate de Grup în calitate de vânzător, către client în calitate de cumpărător. • Am efectuat proceduri analitice care au constatat în analiza veniturilor comparând perioada curentă cu cea anterioară • Am evaluat dacă informațiile prezentate în Notele explicative sunt corespunzătoare.

Alte informații

7. Administratorii sunt responsabili pentru întocmirea și prezentarea altor informații. Acele alte informații cuprind Raportul consolidat al administratorilor și Raportul de remunerare, dar nu cuprind situațiile financiare consolidate și raportul auditorului cu privire la acestea.

Opinia noastră cu privire la situațiile financiare consolidate nu acoperă și aceste alte informații și cu excepția cazului în care se menționează explicit în raportul nostru, nu exprimăm nici un fel de concluzie de asigurare cu privire la acestea.

În legătură cu auditul situațiilor financiare consolidate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, responsabilitatea noastră este să citim acele alte informații și, în acest demers, să apreciem dacă acele alte informații sunt semnificativ inconsecvente cu situațiile financiare consolidate, sau cu cunoștințele pe care noi le-am obținut în timpul auditului, sau dacă ele par a fi denaturate semnificativ.

Alte responsabilități de raportare cu privire la alte informații – Raportul consolidat al administratorilor

În ceea ce privește Raportul consolidat al administratorilor, am citit și raportăm dacă acesta a fost întocmit, în toate aspectele semnificative, în conformitate cu IFRS.

În baza exclusiv a activităților care trebuie desfășurate în cursul auditului situațiilor financiare consolidate, în opinia noastră:

- Informațiile prezentate în Raportul consolidat al administratorilor pentru exercițiul financiar pentru care au fost întocmite situațiile financiare consolidate sunt în concordanță, în toate aspectele semnificative, cu situațiile financiare consolidate;
- Raportul consolidat al administratorilor, a fost întocmit, în toate aspectele semnificative, în conformitate cu IFRS.

În plus, în baza cunoștințelor și înțelegerii noastre cu privire la Grup și la mediul acestuia, dobândite în cursul auditului situațiilor financiare pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025, ni se cere să raportăm dacă am identificat denaturări semnificative în Raportul consolidat al administratorului/administratorilor. Nu avem nimic de raportat cu privire la acest aspect.

Alte responsabilități de raportare cu privire la alte informații – Raportul de remunerare

Cu privire la Raportul de remunerare, am citit Raportul de remunerare pentru a determina dacă acesta prezintă, sub toate aspectele semnificative, informațiile cerute de articolul 107, alin. (1) și (2) din Legea 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată. Nu avem nimic de raportat cu privire la acest aspect.

Responsabilitățile conducerii și ale persoanelor responsabile cu guvernanta pentru situațiile financiare consolidate

8. Conducerea este responsabilă pentru întocmirea și prezentarea fidelă a situațiilor financiare consolidate în conformitate cu IFRS și pentru acel control intern pe care conducerea îl consideră necesar pentru a permite întocmirea de situații financiare consolidate lipsite de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare.
9. În întocmirea situațiilor financiare consolidate, conducerea este responsabilă pentru aprecierea capacității Grupului de a-și continua activitatea, prezentând, dacă este cazul, aspectele referitoare la continuitatea activității și utilizând contabilitatea pe baza continuității activității, cu excepția cazului în care conducerea fie intenționează să lichideze Grupul sau să oprească operațiunile, fie nu are nicio altă alternativă realistă în afara acestora.
10. Persoanele responsabile cu guvernanta sunt responsabile pentru supravegherea procesului de raportare financiară al Grupului.

Responsabilitățile auditorului într-un audit al situațiilor financiare consolidate

11. Obiectivele noastre constau în obținerea unei asigurări rezonabile privind măsura în care situațiile financiare consolidate, în ansamblu, sunt lipsite de denaturări semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, precum și în emiterea unui raport al auditorului care include opinia noastră. Asigurarea rezonabilă reprezintă un nivel ridicat de asigurare, dar nu este o garanție a faptului că un audit desfășurat în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit va detecta întotdeauna o denaturare semnificativă, dacă aceasta există. Denaturările pot fi cauzate fie de fraudă, fie de eroare și sunt considerate semnificative dacă se poate preconiza, în mod rezonabil, că acestea, individual sau cumulativ, vor influența deciziile economice ale utilizatorilor, luate în baza acestor situații financiare consolidate.
12. Ca parte a unui audit în conformitate cu Standardele Internaționale de Audit, exercităm raționamentul profesional și menținem scepticismul profesional pe parcursul auditului. De asemenea:
 - Identificăm și evaluăm riscurile de denaturare semnificativă a situațiilor financiare consolidate, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, proiectăm și executăm proceduri de audit ca răspuns la respectivele riscuri și obținem probe de audit suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru opinia noastră. Riscul de nedetectare a unei denaturări semnificative cauzate de fraudă este mai ridicat decât cel de nedetectare a unei denaturări semnificative cauzate de eroare, deoarece fraudă poate presupune înțelegeri secrete, fals, omisiuni intenționate, declarații false și evitarea controlului intern.
 - Înțelegem controlul intern relevant pentru audit, în vederea proiectării de proceduri de audit adecvate circumstanțelor, dar fără a avea scopul de a exprima o opinie asupra eficacității controlului intern al Grupului.
 - Evaluăm gradul de adecvare a politicilor contabile utilizate și caracterul rezonabil al estimărilor contabile și al prezentărilor aferente de informații realizate de către conducere.
 - Formulăm o concluzie cu privire la gradul de adecvare a utilizării de către conducere a contabilității pe baza continuității activității și determinăm, pe baza probelor de audit obținute, dacă există o incertitudine semnificativă cu privire la evenimente sau condiții care ar putea genera îndoeli semnificative privind capacitatea Grupului de a-și continua activitatea. În cazul în care concluzionăm că există o incertitudine semnificativă, trebuie să atragem atenția în raportul auditorului asupra prezentărilor aferente din situațiile financiare consolidate sau, în cazul în care aceste prezentări sunt neadecvate, să ne modificăm opinia. Concluziile noastre se bazează pe probele de audit obținute până la data raportului auditorului. Cu toate acestea, evenimente sau condiții viitoare pot determina Grupul să nu își mai desfășoare activitatea în baza principiului continuității activității.
 - Evaluăm prezentarea, structura și conținutul general al situațiilor financiare consolidate, inclusiv al prezentărilor de informații, și măsura în care situațiile financiare consolidate reflectă tranzacțiile și evenimentele de bază într-o manieră care realizează prezentarea fidelă.
 - Planificăm și efectuăm auditul Grupului pentru a obține probe de audit suficiente și adecvate cu privire la informațiile financiare ale entităților sau departamentelor din cadrul Grupului, ca bază pentru exprimarea unei opinii cu privire la situațiile financiare ale Grupului. Suntem responsabili pentru coordonarea, supravegherea și revizuirea activității de audit efectuate pentru auditul Grupului. Suntem singurii responsabili pentru opinia noastră de audit.

13. Am comunicat/Comunicăm persoanelor responsabile cu guvernanta, printre alte aspecte, aria planificată și programarea în timp a auditului, precum și principalele constatări ale auditului, inclusiv orice deficiențe semnificative ale controlului intern, pe care le identificăm pe parcursul auditului.
14. De asemenea, furnizăm persoanelor responsabile cu guvernanta o declarație că am respectat cerințele etice relevante privind independența și că le-am comunicat toate relațiile și alte aspecte despre care s-ar putea presupune, în mod rezonabil, că ne afectează independența și, acolo unde este cazul, acțiunile întreprinse pentru eliminarea riscurilor sau măsurile de protecție aplicate.
15. Dintre aspectele comunicate cu persoanele responsabile cu guvernanta, stabilim care sunt aspectele cele mai importante pentru auditul situațiilor financiare consolidate din perioada curentă și care reprezintă, prin urmare, aspecte cheie de audit. Descriem aceste aspecte în raportul auditorului, cu excepția cazului în care legile sau reglementările interzic prezentarea publică a aspectului sau a cazului în care, în circumstanțe extrem de rare, determinăm că un aspect nu ar trebui comunicat în raportul nostru deoarece se preconizează în mod rezonabil ca beneficiile interesului public să fie depășite de consecințele negative ale acestei comunicări.

Alte aspecte

16. Situațiile financiare ale Grupului pentru anul încheiat la 31 decembrie 2024 au fost auditate de un alt auditor care a emis o opinie nemodificată asupra respectivelor situații la 30 aprilie 2025.

Raport cu privire la alte dispoziții legale și de reglementare – Entități de interes public

17. Am fost numiți de Adunarea Generală a Acționarilor la data de 11 noiembrie 2025 să audităm situațiile financiare ale C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025. Durata totală neîntreruptă a angajamentului nostru este de un an, acoperind exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

Confirmăm că:

- Opinia noastră de audit este în concordanță cu raportul suplimentar prezentat Comitetului de Audit al Grupului, pe care l-am emis în aceeași dată în care am emis și acest raport. De asemenea, în desfășurarea auditului nostru, ne-am păstrat independența față de entitatea auditată.
- Nu au fost furnizate serviciile non-audit interzise, menționate la articolul 5 alineatul (1) din Regulamentul UE nr. 537/2014.

Raport privind conformitatea cu Legea nr. 162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative („Legea 162/2017”) și Regulamentul Delegat (UE) 2018/815 al Comisiei privind Standardul Tehnic de Reglementare privind Formatul Unic European de Raportare Electronică („ESEF”)

18. Am efectuat o misiune de asigurare rezonabilă asupra conformității cu Legea 162/2017 și Regulamentul Delegat (UE) 2018/815 al Comisiei aplicabil situațiilor financiare consolidate incluse în raportul financiar anual al C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. („Societatea”) astfel cum sunt prezentate în fișierele digitale care includ prezentul raport de audit („Fișierele Digitale”).

(I) *Responsabilitatea conducerii și a persoanelor însărcinate cu guvernanta pentru Fișierele Digitale întocmite în conformitate cu ESEF*

Conducerea este responsabilă pentru întocmirea Fișierelor Digitale în conformitate cu ESEF. Această responsabilitate presupune:

- proiectarea, implementarea și menținerea controlului intern relevant pentru aplicarea ESEF;
- selectarea și aplicarea etichetelor iXBRL corespunzătoare;
- asigurarea conformității dintre Fișierele Digitale și situațiile financiare consolidate care vor fi depuse în conformitate cu IFRS.

Persoanele însărcinate cu guvernanta sunt responsabile cu supravegherea întocmirii Fișierelor Digitale în conformitate cu ESEF.

(II) Responsabilitatea auditorului pentru auditul Fișierelor Digitale

Avem responsabilitatea de a exprima o concluzie cu privire la măsura în care situațiile financiare consolidate incluse în raportul financiar anual sunt în conformitate cu cerințele ESEF, în toate aspectele semnificative, în baza probelor obținute. Misiunea noastră de asigurare rezonabilă a fost efectuată în conformitate cu Standardul internațional privind Misiunile de Asigurare 3000 (revizuit), Alte misiuni de asigurare decât auditurile sau revizuirile informațiilor financiare istorice (ISAE 3000) emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Audit și Asigurare.

Societatea noastră aplică Standardul Internațional privind Managementul Calității 1 („ISQM 1”) și, în consecință, menține un sistem cuprinzător de control al calității, inclusiv politici și proceduri documentate privind conformitatea cu cerințe etice, standarde profesionale și cerințe legale și de reglementare aplicabile.

O misiune de asigurare rezonabilă în conformitate cu ISAE 3000 presupune efectuarea de proceduri pentru a obține probe cu privire la conformitatea cu ESEF. Natura, plasarea în timp și amploarea procedurilor selectate depind de raționamentul auditorului, inclusiv de evaluarea riscului de abateri semnificative de la cerințele ESEF, cauzate fie de fraudă, fie de eroare. O misiune de asigurare rezonabilă presupune:

- obținerea unei înțelegeri a procesului Societății de pregătire a Fișierelor Digitale în conformitate cu ESEF, inclusiv a controalelor interne relevante;
- reconcilierea Fișierelor Digitale care includ datele etichetate cu situațiile financiare consolidate auditate ale Societății care vor fi depuse în conformitate cu IFRS;
- evaluarea dacă toate situațiile financiare incluse în raportul anual consolidat au fost întocmite într-un format XHTML valabil;
- evaluarea dacă etichetările iXBRL, inclusiv etichetările voluntare, respectă cerințele ESEF.

Considerăm că probele obținute sunt suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru concluzia noastră.

În opinia noastră, situațiile financiare consolidate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025 incluse în raportul financiar anual în Fișierele Digitale respectă, în toate aspectele semnificative, cerințele ESEF.

În prezenta secțiune nu exprimăm o opinie de audit, o concluzie de revizuire sau orice altă concluzie de asigurare privind situațiile financiare consolidate. Opinia noastră asupra situațiilor financiare consolidate ale Societății pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025 este inclusă în secțiunea „Raport cu privire la auditul situațiilor financiare consolidate” de mai sus.

Partenerul de misiune al auditului pentru care s-a întocmit acest raport al auditorului independent este Alina Mirea.

Alina Mirea, Partener de audit

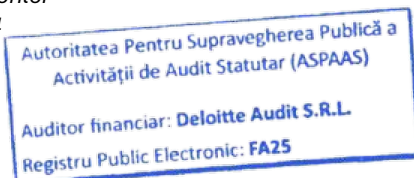
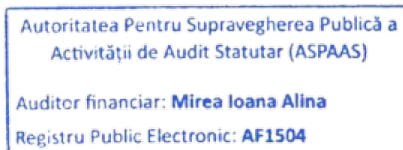


Înregistrată în Registrul public electronic al auditorilor
financiarilor și firmelor de audit cu numărul AF 1504

În numele:

DELOITTE AUDIT S.R.L.

Înregistrată în Registrul public electronic al auditorilor
financiarilor și firmelor de audit cu numărul FA 25



Clădirea The Mark, Calea Griviței nr. 84-98 și 100-102, etajul 9, Sector 1
București, România
23 martie 2026

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Societate administrată în sistem dualist

**Situații Financiare Consolidate
la data și pentru exercițiul financiar încheiat la
31 decembrie 2025**

**Întocmite în conformitate cu
Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană (IFRS-EU)**

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚII FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025

CUPRINS

Situația consolidată a poziției financiare	3
Situația consolidată a contului de profit și pierdere	5
Situația consolidată a modificărilor capitalurilor	7
Situația consolidată a fluxurilor de trezorerie	9
1. Descrierea activității și informații generale	11
2. Bazele întocmirii	25
3. Politici contabile	27
4. Determinarea valorii juste	42
5. Imobilizări corporale	43
6. Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	47
7. Imobilizări necorporale	49
8. Imobilizări financiare	50
9. Stocuri	51
10. Creanțe comerciale și alte creanțe	52
11. Numerar și echivalente de numerar	56
12. Alte active financiare	57
13. Capitaluri proprii	57
14. Venituri în avans	60
15. Împrumuturi	61
16. Obligații privind beneficiile angajaților	63
17. Datorii comerciale și alte datorii	67
18. Provizioane	69
19. Impozitul pe profit	70
20. Rezultatul pe acțiuni	73
21. Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	73
22. Venituri din exploatare	73
23. Cheltuieli pentru operarea sistemului și piața de echilibrare	77
24. Amortizare	79
25. Cheltuieli cu personalul	80
26. Alte cheltuieli din exploatare	80
27. Alte câștiguri sau pierderi	81
28. Rezultat financiar net	82
29. Cadrul legislativ fiscal	82
30. Angajamente și contingente	83
31. Părți afiliate	90
32. Salarizarea conducerii	92
33. Interese minoritare	92
34. Instrumente financiare	92
35. Onorarii percepute de fiecare auditor statutar sau firmă de audit	99
36. Obiective de mediu	99
37. Evenimente ulterioare	100

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	5	6.414.639	5.915.254
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	6	6.958	8.150
Imobilizări necorporale	7	51.517	15.371
Titluri puse în echivalență	8	3.372	-
Imobilizări financiare	8	40.309	40.833
Total active imobilizate		6.516.795	5.979.608
Active circulante			
Stocuri	9	60.662	58.144
Creanțe comerciale și alte creanțe	10	3.371.004	3.782.840
Impozit pe profit de recuperat		12.181	-
Numerar și echivalente de numerar	11	761.192	707.174
Total active circulante		4.205.039	4.548.158
Total active		10.721.834	10.527.766
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social		733.031	733.031
Prima de emisiune		50.222	49.843
Rezerve legale		146.606	146.606
Rezerve din reevaluare		1.496.393	1.596.896
Alte rezerve		299.170	256.747
Rezultatul reportat		3.172.260	2.873.861
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	13	5.897.682	5.656.984
Interese minoritare	33	-	-
Total capitaluri proprii		5.897.682	5.656.984
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	14	831.220	538.015
Împrumuturi pe termen lung	15	1.471	7.918
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing termen lung	17	3.181	1.604
Datorii privind impozitele amânate	19	191.919	209.525
Obligații privind beneficiile angajaților	16	83.979	116.159
Alte datorii pe termen lung		-	5.613
Total datorii pe termen lung		1.111.770	878.834

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	17	3.424.075	3.855.244
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing termen scurt	17	3.629	7.328
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	21	22.585	25.537
Împrumuturi pe termen scurt	15	184.354	32.641
Provizioane	18	38.399	35.953
Venituri în avans pe termen scurt	14	24.041	22.232
Impozit pe profit de plată		-	13.013
Obligații privind beneficiile angajaților	16	15.299	-
Total datorii curente		3.712.382	3.991.948
Total datorii		4.824.152	4.870.782
Total capitaluri proprii și datorii		10.721.834	10.527.766

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Venituri din exploatare	22		
Venituri din serviciul de transport		2.263.255	2.024.457
Venituri din servicii de sistem		573.786	633.277
Venituri privind piața de echilibrare		2.676.211	4.965.724
Alte venituri		101.248	178.498
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	23	(640.831)	(715.613)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	23	(2.676.254)	(4.965.535)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	23	(705.985)	(523.611)
Amortizare	24	(311.527)	(297.314)
Cheltuieli cu personalul	25	(541.951)	(489.463)
Reparații și mentenanță		(81.894)	(66.410)
Cheltuieli cu materiale și consumabile		(39.692)	(23.015)
Alte cheltuieli din exploatare	26	(195.466)	(173.302)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	10	(6.452)	-
Alte câștiguri sau pierderi	27	3.848	-
Rezultat din exploatare		418.296	547.693
Venituri financiare		35.091	26.879
Cheltuieli financiare		(10.872)	(17.204)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor		(378)	-
Rezultat financiar net	28	23.841	9.675
Rezultat înainte de impozitul pe profit		442.137	557.368
Impozit pe profit	19	(1.979)	(395)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue		440.158	556.973
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:			
Acționarilor Companiei		440.158	556.973
Intereselor care nu controlează		-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	20	6,00	7,60

*Rezultatul diluat este egal cu cel de bază, întrucât Grupul nu deține instrumente care ar putea fi convertite în acțiuni ordinare.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A REZULTATULUI GLOBAL LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Rezultatul exercițiului		440.158	556.973
Alte elemente ale rezultatului global			
Elemente care nu vor fi reclasificate în contul de profit și pierdere, din care:			
- Efectele impozitării aferente rezervei din reevaluare	5	(787)	(6.014)
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	13	18.050	-
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate	16	21.911	(414)
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)		39.174	(6.428)
Rezultatul global total		479.332	550.545
Atribuibil:			
Acționarilor Companiei		479.332	550.545
Intereselor care nu controlează		-	-

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA – IFRS UE

SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Capital Social	Prima de capital	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1ianuarie2025	733.031	49.843	146.606	1.596.896	256.747	2.873.861	5.656.984	-	5.656.984
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	440.158	440.158	-	440.158
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	21.911	21.911	-	21.911
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	18.050	-	-	18.050	-	18.050
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	(787)	-	-	(787)	-	(787)
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	17.263	-	21.911	39.174	-	39.174
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	17.263	-	462.069	479.332	-	479.332
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(117.767)	-	117.767	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	379	-	-	-	(2.152)	(1.773)	-	(1.773)
Total alte elemente	-	379	-	(117.767)	-	115.615	(1.773)	-	(1.773)
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	42.423	-	42.423	-	42.423
Alte reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividend(Nota13)	-	-	-	-	-	(279.285)	(279.285)	-	(279.285)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	-	42.423	(279.285)	(236.861)	-	(236.861)
Sold la 31 decembrie 2025	733.031	50.222	146.606	1.496.393	299.170	3.172.260	5.897.682	-	5.897.682

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA – IFRS EU

SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2025

(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Capital Social	Prima de emisiune	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	733.031	49.843	146.606	1.738.703	195.751	2.204.203	5.068.137	-	5.068.137
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	556.973	556.973	-	556.973
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	(414)	(414)	-	(414)
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	(6.014)	-	-	(6.014)	-	(6.014)
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(6.014)	-	(414)	(6.428)	-	(6.428)
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	(6.014)	-	556.559	550.545	-	550.545
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(135.761)	-	135.761	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	(2.137)	(2.137)	-	(2.137)
Total alte elemente	-	-	-	(135.761)	-	133.624	(2.137)	-	(2.137)
Derecunoașterea imobilizărilor de natura patrimoniului public prin înregistrarea HG nr. 615, 682 și 683 din 2019 prin care s-a modificat inventarul bunurilor din domeniul public	-	-	-	(31)	-	-	(31)	-	(31)
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	60.996	-	60.996	-	60.996
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividende	-	-	-	-	-	(20.525)	(20.525)	-	(20.525)
Total tranzacții cu proprietari	-	-	-	(31)	60.996	(20.525)	40.440	-	40.440
Sold la 31 decembrie 2024	733.031	49.843	146.606	1.596.896	256.747	2.873.861	5.656.984	-	5.656.984

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**
Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**
Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**
Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profit/Pierdere netă		440.158	556.973
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul de profit		1.979	395
Cheltuieli cu amortizarea		311.527	297.314
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale		2.598	34
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale		(1.579)	(6.968)
Pierderi din debitori diverși		4.607	9.308
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși		934	(13.428)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor		3.337	(1.480)
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net		2.575	2.080
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale		(7.227)	9
Cheltuieli/Venituri privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net		822	(20.612)
Cheltuieli financiare nete privind ajustările pentru pierderea de valoare a imobilizărilor		1.775	389
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din dif de curs valutar		(24.300)	(11.362)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant		737.206	812.652
Modificări în:			
Stocuri		(5.815)	6.923
Clienți și conturi asimilate		410.379	(1.655.313)
Datorii comerciale și alte datorii		(521.898)	1.683.048
Titluri puse în echivalență	8	378	-
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale		(2.951)	(510)
Venituri în avans		308.333	43.495
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		925.632	890.295
Dobânzi plătite		(2.545)	(2.759)
Impozit pe profit plătit		(44.488)	(32.150)
Numerar net generat din activitatea de exploatare		878.599	855.386
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale		(746.494)	(687.111)
Titluri de participare deținute la GECO Power Company		(3.750)	-
Încasări din finanțare nerambursabilă CE		29.104	42.494
Dobânzi încasate		6.604	7.008
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale		5.733	3.374
Dividende încasate		23.118	15.761
Numerar net utilizat în activitatea de investiții		(685.685)	(618.474)

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
 SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2025
 (Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2025 IFRS	31 decembrie 2024 IFRS
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări împrumuturi pe termen lung	15	(24.239)	(23.978)
Utilizare linie de credit Smart și Teletrans	15	-	1.281
Plăți leasing	6	(12.379)	(12.247)
Dividende plătite	13	(279.699)	(21.694)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		(316.317)	(56.638)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie		707.174	526.900
Diminuarea/Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar		(123.403)	180.274
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei		583.771	707.174

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
 Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
 Manager Departament Bugetare și Raportare
 Managerială

1. Descrierea activității și informații generale

Principala activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania”) și a societăților care intra în perimetrul de consolidare (denumite împreună cu Compania, „Grup”) constă în: prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, operator al pieței de echilibrare, administrator al schemei de sprijin de tip bonus, alte activități conexe. Aceste activități se desfășoară în conformitate cu prevederile licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1793/26.08.2025 (până la data de 22.12.2025), și începând cu data de 23.12.2025, în baza licenței nr. 2706/2025 emisă de ANRE, cu modificările și completările ulterioare și a certificării finale a Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății („ownership unbundling”) prin Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015.

Adresa sediului social este: Strada Olteni nr. 2 – 4 sector 3, București, România. În prezent, activitatea executivului Companiei se desfășoară în cadrul sediului social din Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Situațiile financiare consolidate la 31 decembrie 2025 ale Grupului întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană cu modificările ulterioare (IFRS-EU) sunt disponibile la sediul social al Companiei situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Începând cu anul 2006, acțiunile Companiei sunt tranzacționate pe Bursa de Valori București sub simbolul TEL.

În conformitate cu Hotărârea Adunării Generale Extraordinară a Acționarilor din data de 18 iulie 2012, Compania a trecut de la sistemul de administrare unitar la sistemul de administrare dualist pentru a realiza separarea clară a activității de management de activitatea de control. Astfel, Compania este administrată de un Directorat, sub supravegherea unui Consiliu de Supraveghere.

Înființarea Companiei

În conformitate cu Hotărârea Guvernului („HG”) nr. 627 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate - SA („Entitatea predecesoare”), emisă în data de 31 iulie 2000 de către Guvernul României, aceasta a fost divizată în patru entități nou create („Entitățile succesoare”). Acționarul unic al Entităților succesoare a fost Statul Român, prin intermediul Ministerului Economiei („ME”). În urma acestei reorganizări, a fost înființată CNTEE Transelectrica SA, ca societate pe acțiuni și cu principal obiect de activitate transportul, dispecerizarea energiei electrice, organizarea și administrarea pieței de energie electrică.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

După cum este prezentat în Nota 13, acționarii CNTEE Transelectrica SA la 31 decembrie 2025 sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), Fondul de pensii administrat privat NN cu un număr de 4.007.688 acțiuni (5,47%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 16.839.437 acțiuni (22,97%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.682.141 acțiuni (6,38%).

Prezentele Situații Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, cuprind informațiile financiare ale Societății mamă și ale societăților consolidate Smart SA și Teletrans SA, dar și ale societății controlate în comun GECO Power Company.

STRUCTURA GRUPULUI

Companiile care intră în perimetrul de consolidare precum și procentul participațiilor deținute de Companie sunt prezentate în continuare:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

Entitatea	Țara de origine	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Metoda de consolidare
		% participație	% participație	
SMART SA	România	100%	100%	Integrării globale
TELETRANS SA	România	100%	100%	Integrării globale
GECO POWER COMPANY	România	25%	0%	Punere în echivalență

SMART SA

Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART” SA a fost înființată în anul 2001, prin HG nr.710/19.07.2001 prin reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica.

Adresa sediului social este în B-dul Magheru nr. 33 sector 1 București și sediul central este la punctul de lucru B-dul Gheorghe Șincai nr. 3, Clădirea “Formenerg”, et.1, sector 4 București.

Societatea are ca activitate principală efectuarea de revizii și reparații la aparatură și echipamente primare din rețelele electrice (astfel încât instalațiile RET să funcționeze în condiții sigure la nivelul de performanță cerut prin licență), remedierea incidentelor la instalații electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, servicii energetice pentru sistemul energetic și microproducție de echipamente electrice. Societatea are 8 sucursale fără personalitate juridică.

Misiunea pentru care SMART SA a fost înființată a fost și rămâne în continuare, cea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Rețelei Electrice de Transport (RET) plecând de la obiectivul primordial al Transelectrica: acela de a asigura transportul de energie electrică în rețeaua națională de transport în condiții de siguranță și stabilitate.

Societatea oferă servicii profesionale la un nivel de performanță ridicat, respectiv, mentenanță, reparații, expertizări, consultanță pentru:

- Aparataj și echipamente de joasă, medie, înaltă și foarte înaltă tensiune – pana la 750kV inclusiv,
- Echipamente și circuite de protecții, automatizări, măsură, comandă – control,
- Transformatoare și autotransformatoare de toate puterile și toate tensiunile,
- Linii electrice aeriene și în cablu de toate nivelele de tensiune.

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2025 este de 38.529, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS SA

TELETRANS SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinului Ministerului Industriei și Comerțului nr. 3098 și nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeași timp, Societatea are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piața liberalizată de comunicații din România.

Adresa sediului social este în B-dul Hristo-Botev, nr. 16 – 18, sector 3, București și sediul central este la punctul de lucru din strada Str. Stelea Spătarul nr. 12, sector 3, București.

Societatea are un înalt nivel de competență în domenii cu un caracter profund de unicitate privind managementul sistemelor și proceselor din industria energiei.

În baza Statutului și a actelor normative aplicabile, Teletrans deține certificatul ANCOM de furnizor de rețele sau de servicii de comunicații electronice din anul 2002 (O.U.G. nr. 679/2002), prin care beneficiază de dreptul de a furniza următoarele servicii de comunicații electronice:

- Rețele publice de comunicații electronice (începând cu data de 11.11.2004);
- Servicii de comunicații electronice destinate publicului: (i) Servicii de linii închiriate și (ii) Servicii de comunicații electronice, altele decât telefonie și linii închiriate (începând cu data 01.07.2003);

- Rețele și servicii private de comunicații electronice (începând cu data de 15.01.2003).
- De asemenea, personalul TELETRANS beneficiază de certificări cu relevanță în operarea și administrarea sistemelor IT&C dedicate infrastructurilor critice.

TELETRANS utilizează o rețea de fibră optică construită într-o tehnologie fiabilă OPGW, cu puncte de acces în 110 localități, precum și legături transfrontaliere cu Ungaria, Bulgaria și Serbia și asigură servicii de integrare în sistemul EMS/SCADA pentru producătorii de energie din surse regenerabile și noile sisteme de comandă-control din stații rețehnologizate.

Serviciile furnizate de Teletrans au fost în principal servicii de IT/Tc către Transelectrica, servicii de mentenanță a sistemului de contorizare locală la nivelul stațiilor electrice ale Companiei, servicii de mentenanță a sistemului de telecontorizare aferent pieței angro de energie electrică și servicii de telecomunicații prin comercializarea excedentului de capacități existente în infrastructura de comunicații de fibră optică.

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită. Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către Formenerg. Societatea Formenerg detinută 100% de Transelectrica la 31.12.2024 nu a fost consolidată așa cum este menționat în Nota 3 a (i).

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2025 este de 6.978, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

GECO POWER COMPANY

Societatea înființată la data de 31 Ianuarie 2025 conform Certificatului de înregistrare emis de ONRC, este o persoană juridică română, constituită în formă de societate cu răspundere limitată.

Societatea a fost înființată în concordanță cu:

- Hotărârea nr.4 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 12 august 2024 prin care Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei a aprobat participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei, cu excepția obiectului principal de activitate care va fi „Activități ale holdingurilor” activitate codificată CAEN 642, respectiv 6420,
- Memorandumul de înțelegere prin care Părțile convin să depună eforturile necesare pentru a întreprinde demersurile privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture, cu sediul în România, între Transelectrica, AzerEnerji JSC, Georgian State Electrosystem și MVM Zrt., semnat în data de 27 mai 2024 la București,
- Memorandumul de înțelegere între ministerele de resort din România, Republica Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria privind cooperarea în domeniul energiei verzi, semnat în data de 21.11.2023 la Budapesta (Ungaria),
- Memorandumul de înțelegere privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture între entitățile relevante ale guvernelor Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei semnat în data de 25.07.2023 la București, prin care Transelectrica este desemnată parte relevantă pentru România,
- Acordul din 17 decembrie 2022 între guvernele Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei privind Parteneriatul strategic în domeniul dezvoltării și transportului energiei verzi, luând în considerare inițiativa comună a Georgiei și a României pentru dezvoltarea și implementarea proiectului cablului submarin în Marea Neagră și studiul de fezabilitate în derulare pentru acest proiect care a început la 11 aprilie 2022, inițiat de Georgia la care s-a alăturat România și Republica Azerbaidjan,

Adresa sediului social este în România, București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306, obiectul de activitate fiind Activități ale holdingurilor.

Capitalul social subscris și vărsat al societății este de 15 mil lei, fiind împărțit într-un număr de 1.500.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială.

Capitalul social este detinut de către asociați astfel:

- „AZERENERJI” Open Joint Stock Company, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- JSC Georgian State Electrosystem, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- MVM Energy Private Limited Liability Company aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%.

Misiunea Grupului

Misiunea Grupului este asigurarea funcționării Sistemului Energetic Național (SEN) în condiții de maxima siguranță și stabilitate, îndeplinind standardele de calitate, realizând astfel infrastructura pieței naționale de electricitate și garantând, în același timp, accesul reglementat la rețeaua electrica de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistantă pentru toți participanții la piață.

Alte informații legate de activitatea Grupului

Participarea Operatorilor de Transport și de Sistem (OTS) din Europa în cadrul ENTSO-E este reglementată prin legislația europeană în vigoare (Regulamentul 943/2019 privind piața internă de energie electrică (reformare a Regulamentului 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică): *„Toți operatorii de transport și de sistem cooperează la nivel comunitar prin intermediul ENTSO-E de energie electrică, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului interzonal, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică.”*

Calitatea de membru în ENTSO-E a Companiei reprezintă o condiție esențială pentru accesul la procesul decizional privind strategia și legislația europeană în domeniu și pentru apărarea și susținerea intereselor Companiei în cadrul activităților/proiectelor derulate la nivelul asociației și a Comisiei Europene.

ENTSO-E a fost creat în anul 2009, ca o asociație non-profit cu sediul la Bruxelles, prin unificarea asociațiilor OTS-urilor europene organizate conform regiunilor interconectate sincron (UCTE, ETSO, BALTSO, NORDEL, UKTSOA, ATSOI). Din octombrie 2004, Transelectrica a devenit partener al companiilor de transport al energiei electrice din întreaga Europă, ca membru al asociațiilor UCTE, ETSO și din 2009 este membru ENTSO-E, sistemul electroenergetic românesc făcând parte din Grupul Regional Europa Continentală.

Transelectrica SA este membră afiliată la următoarele organisme internaționale:

- ENTSO – E - Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energia Electrică;
- CIGRE - Consiliul Internațional al marilor rețele electrice de înaltă tensiune;
- LWA - Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune;
- WEC - Consiliul Mondial al Energiei.

CNTEE Transelectrica SA are obligația de a asigura capacitatea pe termen lung a sistemului de a satisface cererile rezonabile de transport de energie electrică, să exploateze, să întrețină și să dezvolte în condiții economice un sistem de transport sigur, fiabil și eficient, care să respecte mediul înconjurător, în strânsă cooperare cu operatorii de transport și de sistem învecinați și cu operatorii de distribuție, îndeplinind prevederile Directivei UE 2019/944, art. 40.

Anul a început cu reconfirmarea de către Moody's, în data de 17 ianuarie 2025, a calificativului Baa3 cu perspectivă stabilă, evaluarea de bază a creditului (BCA) fiind menținută la nivelul ba1. Această analiză a evidențiat profilul de risc scăzut, susținut de poziția de monopol natural a Companiei și de menținerea unor indicatori financiari echilibrați.

Ulterior, în data de 18 martie 2025, agenția a aliniat perspectiva ratingului Transelectrica cu cea a ratingului suveran al României, aceasta devenind „negativă”, în timp ce ratingul de emitent **(Baa3)** și **BCA (ba1)** au rămas neschimbate.

La data de 31 decembrie 2025, profilul de credit al CNTEE Transelectrica SA își menține soliditatea, fiind confirmat în categoria investment-grade **(Baa3)** pentru al patrulea an consecutiv. Evoluția din acest exercițiu financiar reflectă corelarea dintre stabilitatea operațională a Companiei și dinamica contextului macroeconomic actual.

Dinamica ascendentă a titlurilor Transelectrica, susținută de un nivel prudent de îndatorare, subliniază soliditatea profilului investițional, investitorii acordând prioritate indicatorilor de bonitate internă în raport cu fluctuațiile contextului macroeconomic extern.

Mediul legislativ

Activitatea în sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (“ANRE”), instituție publică autonomă, care are ca obiect de activitate: elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, termice și gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor.

ANRE are ca principale atribuții și competențe în sectorul energiei electrice și energiei termice produse în cogenerare, următoarele: acordă, suspendă sau retrage autorizațiile și licențele, elaborează și aprobă metodologiile de calcul al tarifelor și prețurilor reglementate, aprobă tarife și prețuri reglementate, stabilește contractele-cadru, aprobă reglementări tehnice și comerciale etc.

ANRE stabilește tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciile de sistem. Prin urmare, deciziile luate de către ANRE pot avea efecte semnificative asupra activității Companiei.

Activitatea operațională a Companiei se desfășoară, astfel:

- până la data de 22.12.2025, în baza licenței nr. 161/2000 pentru transportul energiei electrice și furnizarea serviciului de sistem emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 1793/26.08.2025,
- începând cu data de 23.12.2025, în baza licenței nr. 2706/2025 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, precum și a serviciilor de echilibrare a sistemului, și a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare.

Având în vedere faptul că activitatea și veniturile Companiei sunt reglementate de ANRE, cele mai importante riscuri legate de acest aspect sunt următoarele:

- cadrul de reglementare este supus permanent schimbărilor, ceea ce poate afecta performanțele Companiei;
- deciziile ANRE cu privire la adoptarea tarifelor viitoare pot afecta activitățile Companiei;

Certificarea finală a Transelectrica în calitate de OTS al SEN, conform modelului de separare a proprietății

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) a aprobat prin Ordinul nr. 164/07.12.2015 certificarea Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății (“*ownership unbundling*”).

Modelul de separare a dreptului de proprietate a devenit disponibil pentru Companie în temeiul Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale care transpune Directiva 2009/72/CE.

Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015 însoțit de Avizul Comisiei Europene cu numărul C (2015) 7053 final/12.10.2015, ca parte integrantă a Ordinului, a fost publicat în Monitorul Oficial nr. 908/08.12.2015 și împreună cu Referatul de aprobare al acestuia se comunică de către ANRE Comisiei Europene.

Prin acest ordin se pun în aplicare prevederile legislației Uniunii Europene și a celei naționale cu privire la certificarea operatorului de transport și de sistem.

Notificarea privind certificarea a fost transmisă Uniunii Europene, care a publicat-o în Jurnalul UE în data de 08.01.2016, în conformitate cu Art.10 alin. (2) din Directiva 2009/72/CE.

Tariful pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

Activitatea de transport al energiei electrice reprezintă o activitate de interes public, cu caracter de monopol natural, autorizată și monitorizată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE).

Tarifele aferente serviciilor de transport și de sistem sunt stabilite și aprobate de ANRE în baza metodologiilor specifice, care constituie cadrul de calcul al tarifelor. (a se vedea Nota 28, litera f).

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice se bazează pe principiul „venit plafon” (revenue cap), în cadrul căruia **venitul total permis** este determinat pe baza costurilor reglementate recunoscute de ANRE. Baza de costuri include:

- **costuri operaționale** (OPEX controlabil și necontrolabil),
- **costuri de capital** (investiții, amortizare reglementată, rentabilitatea capitalului investit).

Modelul urmărește asigurarea operării eficiente a rețelei de transport, menținerea viabilității financiare a operatorului și remunerarea adecvată a capitalului investit. Acesta include mecanisme de stimulare a eficienței operaționale, precum și un cadru de rentabilitate bazat pe **Baza Activelor Reglementate (BAR)** și pe **rata reglementată a rentabilității (RRR)**, determinată conform costului mediu ponderat al capitalului (WACC).

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (5 ani), pe durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor. Stabilirea parametrilor de tarificare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

La începutul fiecărei perioade de reglementare, ANRE stabilește **venitul țintă inițial anual**, determinat prin însumarea costurilor reglementate recunoscute și a rentabilității reglementate aferente bazei activelor reglementate. În structura costurilor reglementate sunt incluse atât costuri operaționale, cât și costuri de capital, însă anumite categorii de cheltuieli sunt supuse unor cerințe de eficiență care limitează nivelul recuperabil prin tariful reglementat (de exemplu, cheltuielile de operare și mentenanță controlabile și costurile cu consumul propriu tehnologic).

Seria de venituri țintă anuale aferente unei perioade de reglementare este ulterior reprofilată printr-o procedură de liniarizare, cu scopul de a evita variații semnificative ale veniturilor reglementate de la un an tarifar la altul. Liniarizarea contribuie la stabilitatea tarifelor și la predictibilitatea fluxurilor de numerar, prin distribuirea uniformă a veniturilor permise pe întreaga perioadă de reglementare. Venitul astfel reprofilat este ajustat anual cu indicele prețurilor de consum, pentru a reflecta evoluția costurilor economice.

În cadrul unei perioade de reglementare, tarifele sunt revizuite anual și rămân valabile pentru perioade de 12 luni. Diferențele dintre valorile prognozate și cele efective ale parametrilor utilizați la calculul tarifului sunt regularizate prin **corecții ex-post**, aplicate în anii tarifari următori sau la începutul perioadei de reglementare următoare.

Pentru anumite categorii de costuri, ce se află sub incidența unor plafonări, depășirea nivelului prognozat al respectivelor costuri nu este compensată. De asemenea, în cazul anumitor componente de cost, economiile realizate sunt parțial reținute de Transelectrica.

Setul de parametri de calcul este aprobat de ANRE și include:

- **Costuri operaționale:** OPEX controlabil (supus factorilor de eficiență), costuri necontrolabile, consumul propriu tehnologic (CPT), congestii interne, costuri și venituri aferente mecanismului ENTSO-E (ITC);
- **Costuri de capital:** investițiile planificate în rețea, Baza Activelor Reglementate (BAR), amortizarea reglementată, rentabilitatea capitalului investit ($RRR \times BAR$);
- Cantitatea de energie electrică tarifabilă, prețul energiei reactive.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie activă introduse sau extrase din

rețelele electrice publice, cu excepția importurilor și exporturilor. Transelectrica percepe:

- **TG** – tariful pentru introducerea energiei în rețea,
- **TL** – tariful pentru extragerea energiei din rețea.

TG nu se aplică energiei produse de centrale cu putere instalată ≤ 5 MW și nici energiei importate. TL nu se aplică energiei exportate.

Anul 2025 este primul an din seria de cinci ani consecutivi care formează perioada a V-a de reglementare tarifară multianuală pentru activitatea de transport al energiei electrice (1 ianuarie 2025 – 31 decembrie 2029).

Coordonatele principale ale perioadei a V-a de reglementare sunt stabilite de ANRE în baza cadrului de reglementare specific, respectiv metodologia de stabilire a tarifului pentru activitatea de transport al energiei electrice, aprobată prin *Ordinul ANRE nr. 68/2024* cu modificările și completările ulterioare.

Comparativ cu perioada a IV-a de reglementare (1 ianuarie 2020 – 31 decembrie 2024), cadrul aplicabil perioadei a V-a (2025–2029), stabilit prin *Ordinul ANRE nr. 68/2024*, menține principiile fundamentale de reglementare de tip „venit plafon”, structura venitului reglementat și modul de formare a acestuia, recuperarea costurilor de operare, recuperarea și remunerarea capitalului investit în active reglementate, natura elementelor stimulative, modul de colectare a venitului reglementat și mecanismele de eficiență.

Principalele elemente de noutate introduse prin Ordinul ANRE nr. 68/2024

- **Stimulente investiționale specifice:**
 - ✓ +1 pp la RRR pentru investițiile realizate din surse proprii care depășesc valoarea minimă obligatorie anuală.
 - ✓ +0,5 pp la RRR pentru mijloace fixe aferente proiectelor cofinanțate din fonduri europene nerambursabile, puse în funcțiune în perioada 2025–2029.
- **Mecanism de performanță (KPI):**
 - ✓ ajustarea RRR cu $\pm 0,5$ pp în funcție de performanța anuală a OTS privind dezvoltarea rețelei inteligente, eficiența energetică și integrarea surselor regenerabile;
 - ✓ nivelurile de bază ale RRR sunt 6,94% pentru active de rețea și 4,94% pentru active non-rețea.
- **Tratament diferențiat pentru anumite active:**
 - ✓ pentru clădiri administrative și dotări puse în funcțiune după 1 ianuarie 2025, RRR se diminuează cu 2 pp.

Aceste modificări urmăresc creșterea disciplinei investiționale și corelarea mai strânsă între costuri, performanță și nivelul tarifelor.

Începând cu data de 1 aprilie 2025, cadrul legislativ privind plafonarea prețurilor la energie electrică încetează să mai fie aplicabil, ceea ce conduce la eliminarea mecanismelor excepționale de intervenție asupra prețurilor pe piețele angro și, implicit, asupra costurilor cu consumul propriu tehnologic recunoscute în tarife. În noul context, costurile cu energia pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport vor fi recunoscute și recuperate în cadrul mecanismului standard de reglementare aferent perioadei a V-a de reglementare, în conformitate cu metodologia aprobată prin *Ordinul ANRE nr. 68/2024*, cu menținerea principiilor de prudență, eficiență și sustenabilitate financiară pentru operatorul de transport și de sistem.

Serviciile de sistem (SS) reprezintă ansamblul de servicii tehnice necesare pentru menținerea siguranței în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), echilibrarea permanentă între producție și consum și menținerea parametrilor de calitate ai energiei electrice. Aceste servicii sunt achiziționate de operatorul de transport și de sistem (OTS) de la producătorii de energie electrică și sunt furnizate utilizatorilor SEN.

Tariful SS este stabilit și aprobat de ANRE în baza Metodologiei aprobate prin *Ordinul ANRE nr. 116/2022*. Metodologia are la bază un mecanism care acoperă integral costurile justificate ale OTS cu achiziția și gestionarea serviciilor tehnologice de sistem, fără a genera profit suplimentar pentru operator.

Tariful SS include:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- costurile prognozate cu achiziția serviciilor de sistem (rezerve pentru reglajul frecvență-putere activă, reglajul tensiune-putere reactivă, servicii de apărare și restaurare),
- corecții ex-post pentru diferențele dintre costurile prognozate și cele efective,
- ajustări pentru variația volumului de energie electrică tarifabilă.

Tariful SS se aplică tuturor cantităților de energie electrică extrase din rețelele electrice publice și este facturat furnizorilor și consumatorilor finali. Veniturile aferente acestui tarif sunt destinate exclusiv acoperirii costurilor cu achiziția și furnizarea SS, iar eventualele diferențe față de costurile recunoscute sunt regularizate în anii următori.

Baza activelor reglementate ("BAR")

Determinarea tarifului de transport are la bază, printre altele, baza activelor reglementate. Baza activelor reglementate include valoarea netă a activelor corporale și necorporale corespunzătoare patrimoniului privat al Companiei și valoarea netă a activelor aparținând domeniului public al statului finanțate integral din surse proprii, recunoscute de ANRE și utilizate în prestarea serviciului de transport al energiei electrice.

În anul 2025, rata reglementată a rentabilității activelor pentru activitatea de transport al energiei electrice, exprimată în termeni reali înainte de impozitare, a avut următoarele valori:

- 6,94% valoare stabilită în reglementările ANRE și aplicată în intervalul 01 ianuarie 2025 - 31 decembrie 2025.

Față de valoarea de bază a RRR de 6,94% stabilită pentru a cincea perioadă de reglementare, precizăm că reglementările ANRE în vigoare prevăd variații specifice în funcție de natura activelor și sursa de finanțare: un stimulente de 0,5 puncte procentuale peste rata de bază (total 7,44%) aplicabil cotei de cofinanțare pentru investițiile realizate prin fonduri nerambursabile, respectiv o diminuare de 2 puncte procentuale (total 4,94%) pentru activele de tip dotări, conform metodologiei de calcul a Bazei Activelor Reglementate..

La începutul anului 2025, valoarea BAR aferentă activității de transport al energiei electrice, stabilită de ANRE în baza investițiilor realizate de CNTEE Transelectrica SA în a patra de reglementare - este de cca. 3.397 milioane lei, valoarea aceasta cuprinzând reevaluarea mijloacelor fixe de la 31 decembrie 2023, acceptată de către ANRE în suma de aprox 850 mil lei. Prin investiții realizate se înțelege investiții finalizate, respectiv obiective puse în funcțiune și înregistrate ca active imobilizate în evidențele contabile ale Companiei.

Volumul total de investiții aprobat pentru perioada a cincea de reglementare este de cca. 2.973 milioane lei. Din acest volum total, s-a prognozat că o parte în cuantum de cca. 1.454 milioane lei reprezentând cca. 49% din volumul investițional total aprobat va fi finanțată din fonduri europene nerambursabile și din veniturile obținute de Transelectrica din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră. Astfel, în programarea Bazei Activelor Reglementate pentru perioada a cincea de reglementare a fost inclus un volum de 1.519 milioane lei reprezentând cca. 51% din volumul investițional total aprobat, respectiv partea din volumul investițional total aprobat care se estimează că nu va fi finanțată din sursele nerambursabile menționate mai sus.

Includerea Transelectrica în indicii bursieri locali si internaționali

Acțiunile emise de Transelectrica sunt tranzacționate din data de 29.08.2006 pe piața reglementată, administrată de BVB, la categoria I, sub simbolul TEL. Începând cu data de 05.01.2015, Compania este încadrată în categoria Premium a pieței reglementate administrate de BVB.

Acțiunile Transelectrica fac parte din indicele BET, indice care reflectă evoluția celor mai tranzacționate 20 companii de pe Piața Reglementată a BVB, exclusiv societățile de investiții financiare (SIF-uri).

Transelectrica este inclusă, de asemenea, în indicii bursieri locali BET | BET-TR | BET-TRN | BET-XT | BET-XT-TR | BET-XT-TRN | BETPlus | BET-EF | BET-NG | BET-BK.

Bursa de Valori București a lansat în data de 29 iulie 2024, un nou indice, Bucharest Exchange Trading Energy, Utilities and Financials (BET-EF), dedicat celor mai bine reprezentate sectoare de activitate din piața de capital, energie, utilități și financiar (cu excepția fondurilor de investiții) din care face parte și Transelectrica.

Pe plan internațional, potrivit anunțului MSCI din luna august 2023, acțiunile TEL au fost promovate în cadrul indicilor MSCI Frontier și MSCI România.

Veniturile Grupului

Principalele activități generatoare de venituri pentru Grup sunt reprezentate de prestarea următoarelor servicii:

- Serviciul de transport al energiei electrice;
- Servicii de sistem
- Operator al pieței de echilibrare.

Serviciul de transport al energiei electrice

Serviciul de transport constă în asigurarea transmiterii, în condiții de eficiență și siguranță, a energiei electrice între două sau mai multe puncte ale rețelei electrice de transport („RET”), cu respectarea standardelor de performanță în vigoare.

Compania asigură accesul nediscriminatoriu și reglementat tuturor participanților la piața de energie electrică. Activitatea de transport se derulează prin intermediul a opt sucursale teritoriale de transport cu sediul în: București, Bacău, Cluj, Craiova, Constanța, Pitești, Sibiu și Timișoara.

Activitatea de transport al energiei electrice desfășurată de Companie constă în asigurarea condițiilor tehnice și în menținerea parametrilor RET în momentul introducerii/preluării energiei în/din RET.

Servicii de sistem

Compania are sarcina de a menține în permanență funcționarea sistemului energetic național în condiții de siguranță și cu respectarea standardelor de calitate prevăzute în codul tehnic al rețelei electrice de transport. În acest scop, Compania achiziționează de la producătorii de electricitate servicii de sistem.

Serviciile de sistem sunt achiziționate în baza unei proceduri concurențiale reglementate de ANRE, de la producători, la cererea Companiei, pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare al SEN precum și a calității energiei transportate la parametrii ceruți de legislația în vigoare. Compania refacturează întreaga valoare a serviciilor de sistem achiziționate de la producători (cu excepția componentei de energie activă pentru acoperirea pierderilor în RET) către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE care beneficiază în final de aceste servicii.

Operator al pieței de echilibrare

Modul de funcționare a pieței de echilibrare este stipulat în:

- Regulamentul (UE) 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică, numit în continuare „Regulamentul (UE) 2195/2017”.
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Ordinul Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei publicat în Monitorul Oficial nr. 1196 din 17 decembrie 2021, cu modificările și completările ulterioare.
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Piața de Echilibrare permite echilibrarea balanței producție-consum în timp real, utilizând resurse oferite într-un sistem concurențial. De asemenea, piața de echilibrare garantează realizarea integrală a obligațiilor contractuale asumate de participanții la piața de energie.

Scopul pieței de echilibrare este de a echilibra producția și consumul de energie electrică și de a îmbunătăți precizia previziunilor făcute în acest scop de toți participanții la piață. Aceasta se asigură prin tranzacționarea energiei contractate în plus sau necontractată, dar consumată de către participanții la piață. Transelectrica, pe baza procedurilor și reglementărilor aprobate de ANRE, trebuie să aprobe toți participanții la piața de echilibrare, să colecteze, să verifice, să proceseze toate ofertele și să efectueze procedurile de decontare.

Cea mai importantă contribuție la funcționarea pieței de echilibrare o are Dispecerul Energetic Național. Dispecerul Energetic Național este responsabil de supravegherea funcționării adecvate și sigure a SEN,

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

asigurând în orice moment, echilibrarea balanței producție – consum.

Piața de echilibrare este folosită de Transelectrica pentru asigurarea echilibrării în timp real a consumului cu producția, pentru garantarea funcționării sigure și stabile a SEN și pentru administrarea oricărei restricții din cadrul SEN.

Contractele încheiate de Transelectrica cu toți participanții la piața de echilibrare au la bază două convenții: convenția cadru pentru asumarea responsabilității de echilibrare (încheiată cu participanții la piață ca părți responsabile cu echilibrarea) și convenția cadru pentru participarea la piața de echilibrare (încheiată, de regulă, cu furnizorii de servicii de echilibrare, deținători de UFR/GFR).

În conformitate cu prevederile Ordinului Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021, CNTEE Transelectrica SA în calitate de OTS (operatorul de transport și de sistem) și de ODDPRE (operatorul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea) este responsabil pentru stabilirea cantităților și prețurilor de închidere pe piața de echilibrare.

De asemenea, Transelectrica este implicată în activitatea de echilibrare, astfel:

- Dispecerul Energetic Național contractează necesarul de energie electrică pentru echilibrarea balanței producție - consum de pe piața de echilibrare;
- Direcția de măsurare OMEPA, este responsabilă pentru măsurarea cantităților efectiv.

Totodată, începând cu luna octombrie 2023, Transelectrica are calitatea de ODPE.

Conform prevederilor Ordinului Președintelui ANRE nr. 127/08.12.2021, cu modificările și completările ulterioare, pentru asigurarea funcționării Pieței de Energie Electrică, OTS – respectiv Transelectrica colectează sumele datorate de PRE (Părțile Responsabile cu Echilibrarea) pentru:

- valoarea obligațiilor de plată ale PRE pentru dezechilibrele negative produse în luna de contract, determinate pentru luna respectivă conform Notei de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau Notei lunare de regularizare, emise de ODDPRE (operatorul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea);
- valoarea obligațiilor de plată ale PRE pentru prestarea de servicii corespunzătoare valorii în modul pentru dezechilibrele pozitive produse în luna de contract prezentate cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS în calitate de ODDPRE;
- costurile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului.

sumele datorate de FSE (furnizori de servicii de echilibrare) pentru:

- obligațiile de plată ale FSE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare efectiv livrate la reducere de putere, în cadrul tranzacțiilor definitive pentru livrarea energiei de echilibrare, stabilite conform Notei de informare pentru decontarea lunară pe PE sau a Notei lunare de regularizare, emise de OTS;
- obligațiile de plată ale FSE pentru prestarea de servicii, corespunzătoare valorii în modul pentru cantitatea de energie de echilibrare efectiv livrată la creștere de putere, prezentată cu semn negativ în Nota de informare pentru decontarea lunară pe PE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS;

și plătește

PRE pentru:

- valoarea drepturilor de încasare pentru dezechilibrele pozitive produse în luna de contract, determinate pentru luna respectivă conform Notei de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau Notei lunare de regularizare, emise de ODDPRE;
- valoarea drepturilor de încasare pentru prestarea de servicii corespunzătoare valorii în modul pentru dezechilibrele negative produse în luna de contract, prezentate cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS în calitate de ODDPRE.
- veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului

FSE (furnizori de servicii de echilibrare) pentru:

- drepturile de încasare ale FSE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare efectiv livrate la creștere de putere, în cadrul tranzacțiilor definitive pentru livrarea energiei de echilibrare, stabilite conform Notei de informare pentru decontarea lunară pe PE sau a Notei lunare de regularizare, emise de OTS;
- drepturile de încasare ale PPE pentru valorile prestației de servicii, corespunzătoare valorii în modul pentru cantitatea de energie de echilibrare efectiv livrată la reducere de putere, prezentată cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară pe PE sau în Nota lunară de regularizare, emise de OTS..

Schimburi intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburi neintenționate de energie (Metodologia de calcul FSKAR)

Ca urmare a aplicării Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică, la nivelul ENTSO – E au fost elaborate și aprobate de către Operatorii de Transport și Sistem reguli comune de decontare pentru schimburi intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburi neintenționate de energie. Precizăm faptul că noul set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, eliminând în acest fel compensările în natură determinate conform metodologiei ENTSO-E de către Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția), pe care CNTEE Transelectrica SA le tranzacționa pe Piața pentru Ziua Următoare și le înregistra distinct în Bugetul de Venituri și Cheltuieli cu Partea Responsabilă cu Echilibrarea Schimburi Neplanificate ca urmare a tranzacționării energiei la Piața pentru Ziua Următoare.

Metodologia de calcul FSKAR, denumită *Accounting and Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping period*, a intrat în vigoare la data de 1 iunie 2021. Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția) transmit rezultatele către fiecare Operator de Transport și Sistem sub forma unor fișiere zilnice conținând schimburi intenționate și schimburi neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare. Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO – E, prețurile fiind exprimate în Euro/MWh.

Costurile și veniturile evidențiate în factura primită de la JAO privind decontarea energiei aferente schimburilor neintenționate va fi inclusă în calculul de decontare din Piața de Echilibrare, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 33/2021, privind modificarea și completarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei nr. 213/2020.

Procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți Operatorii de transport și sistem - Platforma IN (Imbalance Netting)

Începând cu data de 01.01.2021, a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC) sau Platforma IN (Imbalance Netting) pentru procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții a IV-a din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare.

Precizăm faptul că, International Grid Control Cooperation (IGCC) reprezintă proiectul care a fost ales în anul 2016 de către ENTSO-E, pentru a deveni viitoarea platformă europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, așa cum este definit în Regulamentul (UE) nr. 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22). Inițiativa IGCC a fost demarată în anul 2010 de către operatorii din Germania și s-a extins ulterior la nivelul sistemelor central europene, reprezentând o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb, prin reducerea acțiunilor de sens contrar ale reglatoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată” a RRF, la nivel de ansamblu.

Cogenerare de înaltă eficiență

Începând cu 1 Aprilie 2011, Compania este administratorul schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Obiectivul acestei scheme de sprijin este promovarea sistemelor de producere a energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență, având avantajul producerii de energie cu emisii poluante reduse. Scopul este de a facilita accesul pe piață a sistemelor de producere în cogenerare de înaltă eficiență prin acordarea unui bonus de cogenerare, în condițiile în care costurile de

producție a energiei electrice și a energiei termice în centralele de cogenerare sunt superioare prețurilor de piață ale celor două forme de energie. Schema este destinată producătorilor de energie electrică și termică ce dețin sau exploatează comercial centrale de cogenerare de înaltă eficiență, în scopul stimulării efectuării de investiții noi în sisteme de cogenerare, precum și rețehnologizării centralelor existente. Intrarea în aplicare efectivă a schemei de sprijin în România a avut loc la 1 aprilie 2011, după adoptarea de către Autoritatea Națională în domeniul Energiei (ANRE) a cadrului de reglementare necesar implementării acestei scheme.

Schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență reprezintă unul dintre mecanismele dezvoltate la nivelul Uniunii Europene (UE) pentru atingerea de către fiecare stat membru a țintelor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de sera -GES- (prin reducerea cantității de energie primară necesară generării aceluiași cantități de energie prelucrată –electrică și termică – față de producerea separată).

Schema de sprijin de tip bonus a fost instituită în România prin HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe energia termică utilă (transpunerea Directivei CE nr. 8/2004) și implementată prin HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, pentru producătorii cu capacitate electrică instalată mai mare de 1 MW.

Mecanismul de sprijin a fost autorizat de Comisia Europeană Decizia C(2009)7085, modificată prin Decizia C(2016)7522 final. Conform acestor decizii, ajutorul de stat este de tip operare, pentru acoperirea diferenței dintre costurile și veniturile producției de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, asigurându-se o rentabilitate de maximum 9%.

Schema de sprijin de tip bonus este destinată în acest fel susținerii și promovării sistemelor de producere de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, astfel încurajându-se noi investiții în tehnologia de cogenerare, precum și realizarea de lucrări de înlocuire/reabilitare a instalațiilor existente.

Schema se aplică producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care au solicitat ANRE acordarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, livrată în SEN, pentru capacitățile de cogenerare înscrise în lista producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență până la 31 decembrie 2016. Producătorii beneficiază de schema de sprijin pe o perioadă de maximum 11 ani consecutivi, fără a depăși anul 2023, an la finalul căruia se încheie schema. Bonusul, acordat la cerere, reprezintă cuantumul (în lei) primit de producători pentru fiecare MWh produs în cogenerare de înaltă eficiență și livrat în rețelele SEN, este stabilit anual de către ANRE și este calculat ca diferență dintre costurile totale de producere ale unei centrale de cogenerare echivalente, cu producție de energie electrică de înaltă eficiență, și veniturile ce pot fi obținute de aceasta utilizând prețul pe piață al energiei electrice, respectiv costul unitar al energiei termice rezultat pentru o centrala termica echivalentă, diferența raportată la energia electrică livrată în SEN de centrala de cogenerare.

Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009 stabilește cadrul legal, în conformitate cu reglementările Uniunii Europene, necesar implementării schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, pe baza cererii de energie termică utilă, în vederea acoperirii diferenței dintre costul producerii energiei în cogenerare de înaltă eficiență și prețul de vânzare al acesteia. ANRE a aprobat valorile bonusurilor de referință, pe MWh de energie electrică produsă și livrată în rețea din centrale de cogenerare de înaltă eficiență. Beneficiarii schemei sunt producători care îndeplinesc anumite criterii stabilite de către ANRE.

În conformitate cu prevederile art. 14 din Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009, CNTEE Transelectrica SA este desemnată ca fiind responsabilă de administrarea schemei de sprijin. Principalele atribuții care îi revin Companiei în calitate de administrator al schemei de sprijin sunt reprezentate de colectarea contribuției de la furnizorii consumatorilor de energie electrică într-un cont bancar distinct de activitatea de bază și de plata bonusului către producătorii de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență; încheierea de contracte cu furnizorii pentru colectarea contribuției și cu producătorii care vor fi beneficiarii schemei; verificarea valorii contribuției colectate; emiterea facturilor către furnizori; returnarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență furnizorilor care introduc în România energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență în alte state membre ale Uniunii Europene; monitorizarea și raportarea către ANRE a modului de administrare a schemei de sprijin.

Compania acționează ca agent al statului în colectarea lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusului și în aceste condiții, operațiunile aferente schemei de sprijin nu influențează conturile de venituri și cheltuieli, cu excepția cheltuielilor proprii de administrare recunoscute de ANRE pentru derularea schemei de sprijin și care se autofacturează.

În data de 08.12.2016, prin Hotărârea Guvernului nr. 925, s-au adoptat modificarea și completarea HG nr.1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Principalele modificări fac referire la următoarele aspecte:

- ✓ pentru primirea bonusului, producătorii sunt obligați să nu înregistreze datorii față de administratorul schemei de sprijin sau să aibă încheiate convenții de compensare a datoriei și creanțelor;
- ✓ supracompensarea se recuperează conform legislației naționale și a Uniunii Europene în domeniul ajutorului de stat;
- ✓ supracompensarea/bonusul necuvenit rămas neachitat de către producători, pentru care s-au întreprins toate demersurile legale, se va recupera prin includerea sumei în contribuția pentru cogenerare, conform metodologiei emise de către ANRE;
- ✓ deciziile ANRE referitoare la cuantumul supracompensării și/sau bonusului necuvenit sunt obligatorii pentru producători și se pun în aplicare în vederea recuperării prin emiterea unei decizii de către administratorul schemei în conformitate cu legislația în domeniul ajutorului de stat;
- ✓ închiderea financiară a schemei de sprijin se face în primul semestru al anului 2024, conform cadrului de reglementare elaborat de ANRE.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Ca urmare a emiterii HG nr. 409/2022, ANRE a actualizat cadrul de reglementare aplicabil prin emiterea:

- ✓ Ordinului președintelui ANRE nr. 34/2022 privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015;
- ✓ Ordinului președintelui ANRE nr. 35/2022 privind modificarea și completarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de rețehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 115/2013.

Producătorii care până la data de 31 martie 2022 au beneficiat de schema de de sprijin 11 ani și care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin prezetate mai sus, pot beneficia, în baza unei decizii aprobate de președintele ANRE, de prelungirea ajutorului de stat începând cu 1 aprilie 2022.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin și se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Mecanismul de cuplare prin preț a piețelor de energie electrică

Aplicarea mecanismului de cuplare prin preț a început în data de 19 noiembrie 2014, dată la care Proiectul „4 Market Market Coupling (4MMC)” care prevede unirea piețelor de energie electrică PZU (Piața Zilei Următoare) din România, Ungaria, Cehia și Slovacia a intrat în faza de operare.

În data de 17 iunie 2021 a avut loc lansarea proiectului Interim Coupling (ICP), care reprezintă cuplarea piețelor pentru ziua următoare din țările 4MMC cu cele din Polonia, Austria și Germania.

În data de 27 octombrie 2021 a fost realizată și integrarea graniței Bulgaria-România în cuplarea unica a piețelor pentru ziua următoare (SDAC - Single Day-Ahead Coupling).

În data de 19 noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling), cu primele livrări în data de 20 noiembrie. Șapte țări - Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Ungaria, Polonia, România și Slovenia s-au alăturat celor paisprezece țări - Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Olanda, Portugalia, Spania și Suedia, care funcționează deja în regim cuplat din iunie 2018.

În data de 8 iunie 2022 a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul al capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră.

Din punct de vedere al cadrului de reglementare intern, rolurile și responsabilitățile operatorilor implicați Companiei și SC OPCOM SA, cât și operațiunile ce se realizează în cadrul cuplării piețelor sunt prevăzute în Regulamentul de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor și modificarea unor acte normative care reglementează piața pentru ziua următoare de energie electrică, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 82/2014 (Regulament).

Modelul țință pentru piața pentru ziua următoare, bazat pe principiul de cuplare a regiunilor prin preț (PCR - Price Coupling of Regions) utilizează un algoritm unic de corelare a ofertelor și de stabilire a prețului.

În situația în care cuplarea nu este posibilă, OTS-urile din țările respective aplică procedurile de fallback, prin care se alocă capacitatea transfrontalieră.

Art. 138 din Regulament prevede că în procesul de postcuplare, Operatorii de transport și de sistem (OTS) au rol de agenți de transfer ai energiei electrice rezultate din algoritmul de cuplare ca fiind transferată între două zone de ofertare adiacente.

În cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare, bursele de energie electrică corelează, pe baza de licitații, tranzacțiile cu energie electrică pentru ziua următoare, în funcție de capacitatea de interconexiune pusă la dispoziție de OTS prin care se realizează alocarea implicită a acesteia.

Compania, în calitate de OTS, transferă energia electrică, atât fizic, cât și comercial, către OTS-urile vecine (MAVIR – Ungaria și IBEX - Bulgaria) și administrează veniturile din congestii pe interconexiunea respectivă aferente PZU (art. 139 din Ordinul ANRE nr. 82/2014), iar în relație cu OPCOM SA are calitatea de Participant Implicit la Piața Zilei Următoare și Piața Intrazilnică (PI).

În calitate de Agent de Transfer și de Participant Implicit, CNTEE Transelectrica SA are sarcina comercială de a deconta energia tranzacționată între OPCOM SA, MAVIR și IBEX.

Astfel, în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale, CNTEE Transelectrica SA:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și PI și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU și PI, respectiv trecerea energiei de la o zonă de ofertare la alta prin intermediul liniilor de interconexiune, fiind limitată de capacitatea disponibilă de transfer a acestora.

Veniturile înregistrate din congestii sunt împărțite lunar între operatorii de transport și de sistem, iar diferențele de curs valutar se rețin sau se asigură, după caz, de către OTS.

La nivelul Companiei s-a aprobat ca tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale să nu influențeze conturile de venituri și cheltuieli, cu excepția veniturilor din managementul congestiilor pe liniile de interconexiune, a veniturilor/cheltuielilor cu diferențele de curs valutar și a cheltuielilor cu comisioanele bancare rezultate din decontarea tranzacțiilor realizate de Companie în calitate de agent de transfer.

Energia livrată pentru suport echilibrare OTS vecine în situații de urgență ("ajutoare de avarii")

Având în vedere directivele și regulamentele europene, legislația națională și normele ENTSO-E, una din obligațiile Operatorului de Transport și de Sistem (OTS) este coordonarea acțiunilor și întrajutorarea între OTS vecini în scopul asigurării energiei electrice pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor electroenergetice în cazul unor situații de urgență.

În cadrul funcționării interconectate a sistemului energetic european, un mijloc operațional de sprijin reciproc al OTS este constituit de livrarea de energie de echilibrare către sistemele din interconexiune (vecine) aflate în situații de urgență definite de lipsa de rezerve și/sau surse suficiente pentru acoperirea

consumului, conform prevederilor generale corespunzătoare din *Regulamentului (UE) 2017/1485 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și ale Regulamentului (UE) 2017/2195 de stabilire a unor linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică.*

Punerea în aplicare a acestei posibilități se face în baza acordului operațional al zonei sincrone Europa Continentală („Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe - SAFA”), care detaliază prevederile din regulamente, respectiv alineatele e), f) și g) și de Art. B-12 din acest acord operațional. Astfel, Compania a semnat acorduri bilaterale în scopul asigurării energiei electrice de urgență cu OTS vecini din Ungaria, Bulgaria și Serbia în cursul anilor 2017 – 2019 și cu OTS vecini din Ucraina și Republica Moldova, în cursul anului 2022 (contracte bilaterale cu OTS din Ucraina și din Republica Moldova au fost semnate în regim de urgență, pe fondul situației conflictuale din Ucraina și a sincronizării celor două sisteme la Sistemul Energetic din Europa Continentală – 16.03.2022).

Pe baza contractelor bilaterale cu OTS vecini se poate furniza reciproc energie electrică în cazul unor avarii majore în structura de producție sau în rețeaua de transport (energie denumită în contract „Energie de Urgență”), pe principii comerciale. De asemenea, se poate acorda Energie de Urgență din sistemul energetic românesc către sistemul energetic ucrainean/moldovenesc pentru a asigura (respecta) schimburile de energie programate dinspre Blocul de Control Ucraina – Republica Moldova către Zona Sincronă Europa Continentală, în cazul activării măsurilor prevăzute prin decizia Grupului Regional Europa Continentală (RG CE) din cadrul ENTSO-E care vizează reducerea fluxului fizic de energie electrică sau încetarea funcționării sincrone a Blocului de Control Ucraina – Republica Moldova cu Zona Sincronă a Europei Continentale.

2. Bazele întocmirii

Declarație de conformitate

Aceste situații financiare anuale consolidate au fost întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („IFRS”) adoptate de Uniunea Europeană („IFRS-EU”).

Societatea emite, de asemenea, un set primar de situații financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016. Până la 31 decembrie 2021, situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 au fost echivalente cu IFRS-UE. Începând cu 31 decembrie 2022, conform Ordinului Ministerului Finantelor Publice (OMFP) nr. 3900/2022 s-a inclus o nouă clauză legată de acoperirea consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, care se capitalizează trimestrial și sunt recunoscute ca imobilizări corporale, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării (a se vedea setul primar de situații financiare în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016).

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic și respectiv, consumul tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial. Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Evidența contabilă a societăților consolidate (Smart și Teletrans) este menținută în lei, în conformitate cu OMFP 1802. Aceste conturi au fost retratate pentru a reflecta diferențele existente între conturile conform reglementărilor contabile românești (RCR) și cele conform IFRS. În mod corespunzător, conturile au fost ajustate, în cazul în care a fost necesar, pentru a armoniza aceste situații financiare, în toate aspectele semnificative, cu IFRS adoptate de Uniunea Europeană.

Situațiile financiare sunt disponibile la sediul social al CNTEE Transelectrica SA situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București și pe website-ul Companiei.

Situațiile financiare consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025 au fost auditate de auditorul financiar al Companiei – Deloitte Audit SRL.

Exercițiul financiar corespunde anului calendaristic.

Continuitatea activității

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Prezentele situații financiare au fost întocmite în baza principiului continuității activității. În efectuarea acestei judecăți, managementul ia în considerare performanța curentă și accesul la resurse financiare având în vedere importanța strategică și poziția de monopol natural de interes național deținută de Companie în cadrul sistemului energetic național.

Bazele evaluării

Situațiile financiare consolidate sunt întocmite la cost istoric, cu excepția imobilizărilor corporale, altele decât imobilizările corporale în curs, ce sunt evaluate la valoare reevaluată, în timp ce datoriile aferente aranjamentelor de plată pe bază de acțiuni cu decontare în numerar sunt evaluate la valoarea justă.

Moneda funcțională și de prezentare

Situațiile financiare consolidate sunt prezentate în LEI Românești ("LEI" sau "RON") conform reglementărilor contabile aplicabile, aceasta fiind și moneda funcțională a Grupului.

Utilizarea de estimări și judecăți

Pregătirea situațiilor financiare consolidate în conformitate cu IFRS UE presupune din partea conducerii utilizarea unor raționamente profesionale, estimări și ipoteze ce afectează aplicarea politicilor contabile, precum și valoarea recunoscută a activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor, ipoteze privind valoarea justă (a se vedea Nota 4), privind angajamente și contingente contingente (a se vedea Nota 29), privind recunoașterea fondurilor nerambursabile de primit (a se vedea Nota 14 - Venituri în avans), ajustările pentru pierderi de valoare ale creanțelor (a se vedea Nota 10) și privind obligațiile aferente planurilor de beneficii determinate (Nota 16).

Rezultatele efective pot fi diferite de valorile estimate. Estimările și ipotezele sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor contabile sunt recunoscute în perioada în care estimările sunt revizuite cât și în perioadele viitoare afectate.

Informațiile cu privire la ipotezele și estimările care implică incertitudini semnificative sunt incluse în următoarele note:

- Nota 13 - estimarea conducerii Grupului cu privire la faptul că există o asigurare rezonabilă că vor fi îndeplinite condițiile atașate fondurilor nerambursabile și că fondurile vor fi primite;
- Nota 16 - evaluarea obligațiilor aferente planurilor de beneficii determinate;
- Nota 29 - recunoașterea și evaluarea provizioanelor, angajamentelor și contingentelor; ipoteze cheie privind probabilitatea și amploarea unei ieșiri de resurse;

Informații cu privire la raționamentele politicii contabile în ceea ce privește acordurile de concesiune a serviciilor sunt prezentate în următoarele paragrafe.

Compania (concesionar) a încheiat în 2004 un contract de concesiune pe o durată de 49 ani, cu Ministerul Economiei (concedent) potrivit căruia Compania are dreptul de a utiliza active de patrimoniu public ce includ rețeaua electrică de transport a energiei electrice și terenurile pe care aceasta este amplasată, în schimbul furnizării serviciului de transport a energiei electrice (Vezi Nota 3 (b)).

Dat fiind faptul că, majoritatea acțiunilor Companiei sunt deținute de către Stat, conducerea Companiei consideră că aceasta este o companie publică și de aceea nu intră sub prevederile IFRIC 12 "Acorduri de concesiune a serviciilor". Având în vedere că nu există alt standard internațional de raportare financiară specific pentru acordurile de concesiune a serviciilor, Compania a considerat dacă va aplica totuși IFRIC 12, pe baza ierarhiei menționate în SIC 8 "Politici contabile, modificări ale estimărilor contabile și erori", care prevede că mai întâi să se aibă în vedere prevederile altor IFRS-uri ce tratează aspecte similare.

În analiza aplicării IFRIC 12, Grupul a considerat dacă următoarele caracteristici ale acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat sunt aplicabile contractului de concesiune încheiat cu ME, la data la care IFRIC 12 trebuie adoptat:

- concedentul controlează sau reglementează tipul de servicii pe care concesionarul trebuie să le presteze în cadrul infrastructurii, cui trebuie să le presteze și la ce preț;
- concedentul controlează - prin dreptul de proprietate, dreptul de beneficiu sau în alt mod - orice interes rezidual semnificativ în infrastructură la sfârșitul termenului acordului: 49 ani;
- prevederile contractuale ar include aceleași prevederi, dacă acordul ar fi fost încheiat cu o companie privată.

Din analiza caracteristicilor acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat se constată următoarele:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- serviciile prestate de Grup sunt reglementate de ANRE, prin urmare Concedentul – Ministerul Economiei - nu controlează și nu reglementează tipul de servicii pe care Grupul trebuie să le presteze;
- la sfârșitul perioadei contractuale, interesul rezidual în infrastructură este aproximativ zero, majoritatea bunurilor aparținând domeniului public al statului fiind complet amortizate;
- în prezent nu există contracte similare, Grupul având poziție de monopol pentru transportul energiei electrice.

Compania a concluzionat faptul că o contabilizare a contractului de concesiune potrivit prevederilor IFRIC 12 nu va reflecta substanța economică a tranzacției, deoarece Compania achită o taxa anuală sub formă de redevență pentru utilizarea activelor menționate în contractul de concesiune în valoare de 4/1000 din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice, prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului, taxă ce este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Compania ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă contractul de concesiune nu ar fi fost semnat.

Drept urmare, IFRIC 12 nu este aplicabil, iar Compania a aplicat politicile contabile așa cum sunt descrise în Nota 3, punctele a) și b).

3. Politici contabile

Politicile contabile detaliate mai jos au fost aplicate în mod consecvent pentru toate perioadele prezentate în aceste situații financiare consolidate și au fost consecvent aplicate de entitățile Grupului.

(a) Bazele consolidării

(i) Investiții financiare

Grupul deține controlul asupra unei entități atunci când este expus la, sau are dreptul la câștiguri variabile ce rezultă din implicarea sa în entitate și are capacitatea de a afecta aceste câștiguri prin puterea asupra entității. Situațiile financiare ale societăților incluse în perimetrul de consolidare sunt incluse în situațiile financiare consolidate din momentul în care începe exercitarea controlului și până în momentul încetării lui.

La data prezentului raport Transelectrica are în componență conform actului constitutiv șase filiale (din care trei sunt radiate la Registrul Comerțului), persoane juridice române, organizate ca societăți pe acțiuni. La două dintre societăți Transelectrica (Teletrans și Smart) este unic acționar și acționar majoritar în cazul societății OPCOM.

Precizăm faptul că Transelectrica a deținut calitatea de acționar unic și la societățile ICEMENERG SA, ICEMENERG SERVICE și FORMENERG SA (societăți care la data prezentei sunt radiate la ONRC).

Dintre investițiile Companiei societățile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului prin metoda integrării globale.

Nu au fost luate în considerare la întocmirea situațiilor financiare consolidate:

- investiția în societatea Formenerg întrucât conform legislației contabile aplicabile în anul 2024, impactul activității acesteia era considerat nesemnificativ pentru scopul consolidării iar în timpul anului 2025 aceasta a fuzionat cu Teletrans,
- investiția în societatea OPCOM întrucât administrarea se desfășoară potrivit reglementărilor stabilite de ANRE, iar Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale acesteia.

FORMENERG a fost o companie având ca obiect principal de activitate formarea profesională inițială și continuă, în toate domeniile de activitate, a personalului cu atribuții în domeniul energetic din toate sectoarele economiei naționale și a altor beneficiari, precum și activități de servicii hoteliere, servicii de închiriere și servicii de organizare de evenimente.

FORMENERG SA a fost înființată ca urmare a Hotărârii numărul 33/19.11.2001 a Adunării Generale a Acționarilor – „Transelectrica” S.A., prin externalizarea activității Sucursalei de Formare și Perfecționare a Personalului din Sectorul Energetic. Acțiunile FORMENERG erau deținute 100% de către Transelectrica.

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de

societate absorbită. Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către Formenerg.

ICEMENERG SERVICE – SA a fost axată pe proiectarea, producția și distribuția de aparate de măsură, conducere și control destinate sistemului energetic, având certificare ISO 9001 și IQ NET de către SRAC ROMANIA, atestat ANRE. La data de 09.06.2017, Tribunalul București, Secția a VII-a Civilă, a dispus intrarea în faliment prin procedură simplificată a debitorului Societatea ICEMENERG SERVICE – SA, desemnând în calitate de lichidator judiciar provizoriu pe Solvendi SPRL.

În data de 27.04.2021 Administratorul Special al ICEMENERG Service SA informează asupra faptului că în data de 23.04.2021, în urma licitației desfășurate, activele societății ICEMENERG Service SA, atât cele mobile cât și cele imobile au fost valorificate în bloc, cumpărător fiind Portland Trust Developements Five SRL.

În dosarul cu nr.18051/3/2017, conform Buletinului procedurilor de insolvență nr. 9152/26.05.2022, Tribunalul București – Secția a VII-a Civilă prin sentința civilă nr.2429 a aprobat raportul final al lichidatorului judiciar, iar în baza art.175 alin 2 din Legea nr.85/2014 privind procedurile de prevenire a insolvenței și de insolvență, a închis procedura insolvenței împotriva debitorului Societatea „Icemenerg-Service” SA prin radierea acesteia din Registrul Comerțului București. Companiei nu i-a fost comunicată sentința până la data de 31.12.2024.

OPCOM SA a fost înființată în baza HG nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate SA, ca societate al cărei acționar unic era Transelectrica.

Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale “OPCOM” S.A. îndeplinește rolul de administrator al pieței de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în cadrul pieței angro de energie electrică și desfasoară activități de administrare a piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale, în condiții de consecvență, corectitudine, obiectivitate, independență, echidistanță, transparență și nediscriminare.

Capitalul social subscris și vărsat al societății OPCOM la 31.12.2025 este de 31.366 mii lei, Transelectrica participând la acea dată la capitalul social în calitate de acționar majoritar. Structura acționariatului este următoarea:

- CNTEE Transelectrica SA – 97,84%
- Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului – 2,16%.

OPCOM se supune regulilor ANRE și are o poziție independentă pe piața de energie electrică. Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale OPCOM, a cărei administrare este condusă potrivit reglementărilor stabilite de ANRE.

Precizăm în cele ce urmează, elementele prevăzute de Standardul Internațional IFRS 10, necesare a fi luate în considerare, în stabilirea exercitării controlului. Astfel conform IFRS 10 - un investitor controlează o entitate dacă și numai dacă investitorul deține toate din următoarele puncte:

- a. puterea asupra entității în care are investiția
- b. expunerea sau drepturile la randamente variabile de la implicarea sa cu entitatea în care s-a investit
- c. capacitatea de a-și folosi puterea asupra entității investite pentru a afecta valoarea rentabilității investitorului.

Decizia de a nu consolida are la baza faptul ca nu sunt indeplinite cumulativ criteriile de control prevazute de IFRS 10 pentru consolidarea unei entitati, respectiv:

- Existența puterii de decizie asupra entității respective: OPCOM își desfășoară activitatea într-un cadru strict reglementat de autoritățile de profil, independent de politicile comerciale ale Transelectrica. Deciziile operationale și strategice relevante pentru OPCOM sunt dictate de reglementări specifice sectorului energetic și nu pot fi influențate discreționar de acționarul majoritar
- Expunerea sau dreptul la randamente variabile rezultate din implicarea în OPCOM: Transelectrica nu are posibilitatea de a decide asupra politicii de preturi sau de a influența direct nivelul veniturilor și rezultatelor financiare ale OPCOM

- Capacitatea de a utiliza controlul pentru a influența randamentele: Chiar dacă Transelectrica deține majoritatea acțiunilor, nu are capacitatea efectivă de a utiliza această poziție pentru a influența rezultatele economice ale OPCOM, întrucât acestea sunt determinate preponderent de cadrul legislativ și de reglementările impuse de autorități.

Totodată Transelectrica nu exercită influență semnificativă asupra activității desfășurate de OPCOM, iar decizia de a nu consolida este susținută de raționamente și ipoteze care pornesc de la scopul înființării OPCOM, respectiv acela de a asigura un cadru organizat de desfășurare a tranzacțiilor comerciale cu energie electrică, în contextul aplicării legislației specifice care reglementează obiectul său de activitate, acesta având o poziție independentă pe piața de energie electrică supunându-se regulilor ANRE și reglementărilor UE.

(ii) Investiții în entitățile asociate și în asocierile în participație

Dacă Transelectrica deține, direct sau indirect 20% sau mai mult din drepturile de vot ale entității în care a investit, se presupune că exercită o influență semnificativă, dar nu și control asupra politicilor financiare și operaționale. Situațiile financiare consolidate includ cota-parte a Grupului din rezultatele entităților asociate pe baza metodei punerii în echivalență.

Investițiile în acorduri comune, în care Grupul exercită controlul în comun cu alte entități, sunt recunoscute inițial la cost și ulterior măsurată folosind metoda punerii în echivalență. Profiturile sau pierderile atribuibile Grupului sunt recunoscute în situațiile financiare consolidate atunci când începe controlul în comun și până la încetarea controlului respectiv.

Metoda punerii în echivalență este o metodă de contabilizare prin care investiția este inițial recunoscută la cost și ajustată ulterior în funcție de modificările post-achiziționare în cota investitorului din activele nete ale entității în care a investit. Profitul sau pierderea investitorului include cota sa din profitul sau pierderea entității în care a investit, iar alte elemente ale rezultatului global includ cota investitorului din celelalte elemente ale rezultatului global al entității în care a investit.

În martie 2025, Compania a participat cu un aport de 25% la capitalul social al Geco Power Company Green Energy Corridor Power Company - Societate cu răspundere limitată, conform rezoluției Directoratului nr. 7516/ 05.03.2025, în valoare este de 3.750.

Capitalul social total al Geco este în sumă de 15.000 fiind împărțit într-un număr de 1,5 mil părți sociale, distribuite în mod egal între cele 4 entități participante la capital. Părțile sociale conform actului constitutiv conferă drepturi egale. Participarea la beneficii și la pierderi se va face proporțional cu părțile sociale.

Asociații fondatori ai companiei de proiect sunt CNTEE Transelectrica SA, JSC Georgian State Electrosystem, "AZERENERJI" Open Joint Stock Company și MVM Energy Private Limited Liability Company. Compania asigură implementarea proiectului Green Energy Corridor, un cablu submarin de înaltă tensiune în curent continuu, de 1.200 km, care va traversa Marea Neagră și va conecta România și Georgia, conexiunea fiind prelungită și în Ungaria și Azerbaidjan, în conformitate cu acordul între Guvernele statelor Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență. Deoarece titlurile societății GECO sunt dobândite în momentul înființării sale, nu s-a înregistrat fond comercial.

(iii) Pierderea controlului

La pierderea controlului, Grupul derecunoaște activele și datoriile societăților consolidate, interesele care nu controlează și componentele relevante ale capitalurilor proprii. Orice câștig sau pierdere rezultată este recunoscut(ă) în contul de profit și pierdere. **Interesul reținut,** dacă există, este evaluat la valoarea justă la data pierderii controlului și este contabilizat ulterior fie prin metoda punerii în echivalență, fie ca activ financiar în conformitate cu IFRS 9.

(iv) Tranzacții eliminate la consolidare

Soldurile și tranzacțiile în cadrul Grupului, precum și orice venituri sau cheltuieli nerealizate rezultate din tranzacții în cadrul Grupului sunt eliminate la întocmirea situațiilor financiare consolidate. Profiturile nerealizate aferente tranzacțiilor cu entitățile asociate contabilizate prin metoda punerii în echivalență sunt eliminate în contrapartidă cu investiția în entitatea asociată în măsura interesului Grupului în entitățile asociate. Pierderile nerealizate sunt eliminate în același fel ca și câștigurile nerealizate, însă numai în măsura în care nu există indicii de depreciere a valorii.

(b) Imobilizări corporale

Active proprii

Imobilizările corporale, cu excepția imobilizărilor corporale în curs de execuție, sunt prezentate la valoare reevaluată, mai puțin amortizarea cumulată și pierderile cumulate din deprecieri. Imobilizările corporale în curs de execuție sunt prezentate la cost. Costul activelor construite în regie proprie include costul materialelor, al salariilor directe, estimarea inițială, unde este cazul, a costurilor de demontare și de mutare a elementelor și restaurarea amplasamentului, și o cotă parte a cheltuielilor indirecte.

Recunoaștere

Imobilizările corporale sunt evaluate inițial la cost.

Costul include cheltuielile direct atribuibile achiziției activului. Costul activelor construite de entitate include:

- costul materialelor și cheltuielile directe cu personalul;
- alte costuri direct atribuibile aducerii activelor la locul și starea necesară/stadiul necesar utilizării preconizate; și
- costurile îndatorării capitalizate.

Pentru imobilizările corporale neutilizate sau uzate se înregistrează ajustări de depreciere.

Subvențiile guvernamentale obținute pentru investiții aferente domeniului public sunt recunoscute prin contul contabil 1026 - Patrimoniul public, cont de capitaluri proprii, concomitent cu promovarea Hotărârii de Guvern de actualizare a domeniului public.

Mijloacele fixe rezultate din investițiile aferente domeniului public obținute din subvențiile guvernamentale nu se amortizează, având în vedere predarea acestora către patrimoniul public. Acestea nu îndeplinesc condițiile de recunoaștere a amortizării conform prevederilor din Contractul de concesiune nr. 1/2004, nu reprezintă investiții sau cheltuieli suportate de Companie.

În acest sens, Compania transmite anual Ministerului Economiei, în calitate de concedent și titular al dreptului de administrare a bunurilor ce fac obiectul contractului de concesiune, propunerile de transfer a mijloacelor fixe către patrimoniul public. Conform legii, necesitatea și oportunitatea promovării proiectului de hotărâre a Guvernului aparțin titularului dreptului de administrare

Cheltuielile ulterioare

Grupul recunoaște în valoarea contabilă a unui element de imobilizări corporale costul înlocuirii unei părți a unui element de imobilizare dacă la momentul în care costul are loc este probabilă generarea către Companie de beneficii economice viitoare aferente elementului și costul elementului poate fi evaluat în mod credibil.

Toate celelalte costuri sunt recunoscute în contul de profit și pierdere atunci când acestea au loc.

Amortizarea

Imobilizările corporale sunt amortizate folosind metoda liniară, pe parcursul duratelor de viață ale acestora, după cum urmează:

	Durata normală de funcționare (ani)
Clădiri și instalații speciale	40 – 60
Utilaje și echipamente	15 – 40
Aparate de măsură și control	7 – 12
Vehicule	5 – 8
Alte imobilizări corporale	3 – 5

Terenurile nu se amortizează. Atunci când elementele unei imobilizări corporale au durate de viață diferite, acestea sunt înregistrate ca elemente separate (componente majore) ale unui activ. Metodele de amortizare ale activelor, duratele de viață utile și valorile reziduale sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate dacă este cazul.

Reevaluarea

Compania a ales drept politică contabilă modelul de reevaluare și aplică această politică fiecărei clase întregi de active corporale, cu excepția avansurilor și imobilizărilor corporale în curs de execuție care sunt evaluate la cost istoric.

Reevaluarea imobilizărilor corporale se efectuează periodic la valoare justă (termenul periodic se referă la orice perioadă de raportare la care managementul Transelectrica identifică indicii că valoarea activelor este semnificativ diferită față de valoarea de piață). În acest sens, conducerea Transelectrica utilizează serviciile unor evaluatori autorizați pentru asemenea activitate.

La reevaluarea unui activ corporal amortizarea cumulată la data reevaluării este eliminată din valoarea contabilă brută a activului, valoarea netă fiind recalculată la valoarea reevaluată a activului.

În același timp atunci, când un activ corporal este reevaluat, întreaga clasă din care face parte acel element va fi reevaluată.

Când valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, creșterea va fi recunoscută în alte elemente ale rezultatului global și acumulată în capitalurile proprii la rubrica surplus din reevaluare. Cu toate acestea, creșterea va fi recunoscută în contul de profit sau pierdere în măsura în care compensează o scădere din reevaluare a aceluiași activ recunoscută anterior în contul de profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unui activ se diminuează ca urmare a unei reevaluări, scăderea va fi recunoscută în contul de profit sau pierdere. Cu toate acestea, scăderea va fi recunoscută în alte elemente ale rezultatului global în măsura oricărui sold creditor existent în surplusul din reevaluare aferent activului respectiv. Scăderea recunoscută în alte elemente ale rezultatului global reduce suma acumulată în capitaluri proprii de la rubrica surplus din reevaluare.

Politica Transelectrica este ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut. În acest caz, valoarea surplusului transferat ar fi diferența dintre amortizarea calculată pe baza valorii contabile reevaluate a activului și valoarea amortizării calculate pe baza costului inițial al activului. Transferurile din surplusul din reevaluare în rezultatul reportat nu se efectuează prin profit sau pierdere. Efectele în calculul impozitului pe profit, dacă există, care rezultă din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt recunoscute și prezentate în conformitate cu IAS 12 - Impozitul pe profit.

(c) Patrimoniul public

În conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, rețeaua electrică de transport al energiei electrice existente pe teritoriul României este proprietatea publică a statului pentru activele concesionate către Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., precum și pentru bunurile de retur conform contractului de concesiune și dispozițiilor legale.

Hotărârea de Guvern nr. 627/2000 stabilește în anexă nr. 8 inventarul bunurilor imobile care alcătuiesc domeniul public al statului, preluate în exploatare de către Companie începând cu 1 august 2000 și care se inventariază și se actualizează de câte ori este cazul, prin act legislativ (HG).

În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și Legii nr. 219/1998, Ministerul Economiei și Comerțului (actualmente Ministerul Economiei, Digitalizării, Antreprenoriatului și Turismului) a concesionat în numele statului către Companie, rețeaua de transport (linii de înaltă tensiune și stații electrice) și terenurile pe care aceasta este amplasată. Astfel, la data de 29 iunie 2004, a fost încheiat contractul de concesiune nr. 1 între Ministerul Economiei și Comerțului și Companie pentru toate imobilizările corporale din patrimoniul public în sold la 31 decembrie 2003 pe o durată de 49 ani.

Ca urmare a semnării contractului de concesiune cu Ministerul Economiei și Comerțului în numele Statului român, în data de 29 iunie 2004, natura relației dintre acesta și Companie s-a modificat și prin urmare, Compania a procedat la derecunoașterea activelor din patrimoniul public, inclusiv a rezervei patrimoniului public din cadrul capitalurilor proprii. Plățile aferente contractului de concesiune (redevență) sunt recunoscute ca și cheltuieli în contul de profit și pierdere de către Companie în timpul anului. Contabilizarea acestora se efectuează în conformitate cu IFRS 16, leasinguri, care menționează faptul că, în situația în care, plățile de leasing sunt variabile și reprezintă un procent din veniturile obținute din vânzări, datoria cu leasingul și drepturile de utilizare ale activelor pentru leasinguri sunt zero.

Contractul de concesiune nr. 1/2004 a fost publicat în Monitorul Oficial al României nr. 298 bis din 30 aprilie 2015. În cursul anilor 2005-2013, au fost încheiate șapte acte adiționale la contractul de concesiune.

Având în vedere prevederile Hotărârii Guvernului nr. 1009/2012 și Hotărârii Guvernului nr. 984/2012 prin care a fost aprobată modificarea Anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului concesionate Companiei, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2012 și a reevaluării/evaluării acestor bunuri, la data 14.02.2013 a fost încheiat cu Ministerul Economiei actul adițional nr. 7 la Contractul de Concesiune nr. 1/29.06.2004.

Prin Hotărârea Guvernului nr. 1032 din 11 decembrie 2013, publicată în Monitorul Oficial nr. 22 din 13 ianuarie 2014, au fost aprobate modificarea și completarea anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2012.

Prin Hotărârea de Guvern nr. 615 din 05 septembrie 2019, publicată în Monitorul Oficial nr. 730 bis 2019, a fost aprobată modificarea și completarea anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2017 pentru perioada 2013-2017, dar până la acest moment nu a fost încheiat actul nr. 8 la Contractul de concesiune nr. 1/2004.

Principalii termeni ai contractului de concesiune sunt următorii:

- Obiectul contractului de concesiune îl constituie exploatarea rețelei electrice de transport al energiei electrice – RET și a terenurilor pe care aceasta este amplasată;
- Grupul are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani, de la 1 iunie 2004 până la 31 mai 2053;
- Taxa anuală plătită de Grup sub forma de redevență pentru utilizarea acestor active este stabilită de Ministerul Economiei și reprezintă 1/1000 din veniturile realizate din activitatea de transport al energiei electrice, pentru cantitatea efectiv transportată;
- Activele vor intra în posesia ME la terminarea sau expirarea contractului; contractul poate fi denunțat unilateral de către oricare dintre părți;
- Grupul are obligația să utilizeze activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și cu licența de funcționare.

Începând cu 12 noiembrie 2020, a fost modificată și completată Legea energiei electrice nr. 123/2012, care la art. 19, alin. (1[^]1) prevede: *"redevența anuală aferentă concesiunii din domeniul transportului energiei electrice este de 0,4% din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit ale energiei electrice și este plătită de operatorul de transport și de sistem în calitate de concesionar"*.

Taxa plătită de Companie conform contractului de concesiune și a Legii energiei electrice nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, pentru perioada 1 ianuarie – 31 decembrie 2027 este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Grupul ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă acest contract nu ar fi existat. Cu toate acestea, Grupul nu a înregistrat în situațiile financiare nicio sumă referitoare la acest posibil beneficiu deoarece nu poate estima care este suma plătită pentru utilizarea acestor active de către o terță parte într-o tranzacție cu preț determinat obiectiv.

Investițiile efectuate de Companie din surse proprii de finanțare la activele ce fac obiectul contractului de concesiune sunt capitalizate și se amortizează pe durata rămasă de viață a activelor. După recuperarea amortizării investiției, acestea vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului, potrivit prevederilor legale în vigoare, în baza unui act normativ adoptat în acest sens.

(d) Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale achiziționate de Grup sunt prezentate la cost mai puțin amortizarea cumulată și pierderile cumulate din deprecierea imobilizărilor necorporale. Amortizarea este recunoscută în contul de profit și pierdere pe baza metodei liniare pe perioada de viață estimată a imobilizărilor necorporale. Majoritatea imobilizărilor necorporale înregistrate de către Grup este reprezentată de imobilizări necorporale în curs de execuție și programe informatice dedicate. Acestea sunt amortizate liniar pe o perioadă de 3 ani.

Metodele de amortizare ale activelor și duratele de viață utile sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate dacă este cazul.

Cheltuielile ulterioare

Cheltuielile ulterioare sunt capitalizate numai dacă este probabilă generarea către Grup de beneficii economice viitoare aferente cheltuielilor ulterioare.

(e) Tranzacții în valută

Tranzacțiile în valută se exprimă în LEI prin aplicarea cursului de schimb de la data tranzacției. Activele și pasivele monetare exprimate în valută la sfârșit de an sunt exprimate în LEI la cursul de schimb de la acea dată. Câștigurile și pierderile din diferențele de curs valutar, realizate sau nerealizate, sunt înregistrate în contul de profit și pierdere al exercițiului financiar respectiv. Ratele de schimb la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 sunt, după cum urmează:

Moneda	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
1 EUR	5,0985	4,9741
1 USD	4,3417	4,7768

Activele și datoriile nemonetare exprimate într-o monedă străină sunt evaluate la valoarea justă, la cursul de schimb valutar de la data la care a fost efectuată tranzacția.

(f) Creanțe

Creanțele comerciale sunt recunoscute inițial la valoarea facturată, iar ulterior evaluate la costul amortizat pe baza metodei dobânzii efective, mai puține ajustări pentru depreciere.

Ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale cuprind ajustările pentru creanțele în litigiu și ajustările constituite prin aplicarea modelului simplificat de analiza prevăzut de IFRS 9 Instrumente financiare. Societatea aplică abordarea simplificată a IFRS 9 pentru măsurarea pierderilor de credit preconizate, care vizează o reducere a pierderilor preconizate (ECL) pe durata de viață pentru toate creanțele comerciale. Pentru a măsura pierderile de credit preconizate, creanțele comerciale sunt grupate pe baza caracteristicilor comune de risc de credit și a zilelor de întârziere.

Ratele de pierdere preconizate se bazează pe profilurile de plată ale vânzătorilor pe o perioadă de 36 de luni înainte de 31 decembrie 2025, respectiv 1 ianuarie 2025, și pe pierderile de credit istorice corespunzătoare înregistrate în această perioadă. Ratele istorice ale pierderilor sunt ajustate pentru a reflecta informațiile actuale și viitoare privind factorii macroeconomici care afectează capacitatea clienților de a deconta creanțele.

Creanțele comerciale sunt anulate atunci când nu există nici o așteptare rezonabilă de recuperare. Indicatorii care arată că nu există nici o așteptare rezonabilă de recuperare includ, printre altele, faptul că un debitor nu se angajează într-un plan de rambursare și că nu efectuează plățile contractuale pentru o perioadă mai mare de 180 de zile de întârziere. Pierderile din deprecierea creanțelor comerciale sunt prezentate ca pierderi nete din depreciere în cadrul profitului din exploatare. Recuperările ulterioare ale sumelor anulate anterior sunt creditate la același post.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor – Pentru creanțele comerciale se adoptă o abordare simplificată în care pierderile din depreciere sunt recunoscute pe baza pierderilor de credit preconizate pe durata de viață la fiecare dată de raportare. Dacă există asigurări de credit sau garanții pentru soldurile restante calculul pierderilor preconizate din creanțe se bazează pe probabilitatea de nerambursare aferentă asiguratorului pentru partea asigurată a soldului restant iar suma rambursată va avea probabilitatea de nerambursare a contrapartidei. Pentru creanțele comerciale, se utilizează modelul simplificat reglementat de IFRS 9, prezentat în Nota 10.

(g) Stocuri

Stocurile sunt alcătuite din:

- materii prime, materiale, piese de schimb ce nu îndeplinesc definiția imobilizărilor corporale și alte materiale consumabile ce urmează a fi folosite în cadrul desfășurării activității de bază a Grupului;
- stocuri de securitate și intervenție destinate remedierii rapide a defecțiunilor apărute la instalațiile RET în scopul asigurării funcționării în condiții de siguranță a SEN. Aceste materiale sunt înregistrate ca stocuri în momentul achiziției și sunt trecute pe cheltuieli în momentul consumului sau sunt capitalizate, după caz.

Stocurile sunt evaluate la cea mai mică valoare dintre cost și valoarea realizabilă netă. Costul stocurilor consumate este determinat pe baza metodei FIFO și include cheltuielile cu achiziția. Valoarea realizabilă netă este prețul de vânzare estimat în cursul normal al activității minus costurile estimate pentru finalizare, dacă este cazul, și cheltuielile ocazionate de vânzare.

Politica Grupului este de a înregistra o pierdere de valoare de 100% pentru stocurile mai vechi de 365 de zile și care nu vor mai fi folosite în viitor, cu excepția stocurilor de securitate și intervenție.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

(h) Numerar și echivalente de numerar

Numerarul și echivalentele de numerar includ casa, conturile curente și depozitele bancare cu o maturitate inițială de până la 3 luni care sunt supuse unui risc nesemnificativ de schimbare a valorii juste.

(i) Rezervele din reevaluare

După recunoașterea ca activ, un element de imobilizări corporale a cărui valoare justă poate fi evaluată în mod fiabil este contabilizat la o valoare reevaluată, aceasta fiind valoarea sa justă la data reevaluării mai puțin orice amortizare acumulată ulterior și orice pierderi acumulate din depreciere. Reevaluările se fac cu suficientă regularitate pentru a se asigura că valoarea contabilă nu diferă semnificativ de ceea ce s-ar fi determinat prin utilizarea valorii juste la data bilanțului.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, această majorare este înregistrată direct în capitalurile proprii în rezervele din reevaluare. Cu toate acestea, majorarea este recunoscută în contul de profit sau pierdere în măsura în care aceasta compensează o descreștere din reevaluarea aceluiași activ recunoscut anterior în contul de profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unei imobilizări corporale este diminuată ca urmare a unei reevaluări, această diminuare este recunoscută în contul de profit sau pierdere. Cu toate acestea, diminuarea se efectuează prin reducerea rezervelor din reevaluare, în măsura în care există sold creditor în surplusul din reevaluare pentru acea imobilizare corporală.

Rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut.

Începând cu data de 1 mai 2009, rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004, care sunt deduse la calculul profitului impozabil prin intermediul amortizării fiscale sau al cheltuielilor privind activele cedate și/sau casate, se impozitează concomitent cu deducerea amortizării fiscale, respectiv la momentul scăderii din gestiune a acestor mijloace fixe, după caz.

Grupul a înregistrat impozit amânat pentru datoria privind rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004.

Rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale, inclusiv a terenurilor, efectuată până la data de 31 decembrie 2003, precum și porțiunea reevaluării efectuată după data de 1 ianuarie 2004 și aferentă perioadei de până la 30 aprilie 2009 nu vor fi impozitate în momentul transferului în rezultatul reportat.

Grupul nu a înregistrat impozit amânat pentru datoria privind rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată până la data de 31 decembrie 2003.

Rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii Grupului, inclusiv la folosirea acestora pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, de rezerve aferente evaluărilor efectuate după 1 ianuarie 2004 în rezultatul reportat, care sunt impozitate concomitent cu deducerea amortizării fiscale.

(j) Deprecierea activelor nefinanciare

Valorile contabile ale activelor nefinanciare ale Grupului, altele decât stocurile și creanțele privind impozitul amânat, sunt revizuite la fiecare dată de raportare pentru a determina dacă există dovezi cu privire la existența unei deprecieri. O pierdere din depreciere este recunoscută dacă valoarea contabilă a unui activ sau a unei unități generatoare de numerar depășește valoarea recuperabilă estimată.

Valoarea recuperabilă a unui activ sau a unei unități generatoare de numerar este maximul dintre valoarea de utilizare și valoarea justă minus costurile de vânzare. La determinarea valorii de utilizare, fluxurile de numerar viitoare preconizate sunt actualizate pentru a determina valoarea prezentă, utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente ale pieței cu privire la valoarea în timp a banilor și riscurile specifice activului.

Pentru testarea deprecierei, activele care nu pot fi testate individual sunt grupate la nivelul celui mai mic grup de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă și care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar generate de alte active sau grupuri de active („unitate generatoare de numerar”).

Pierderile din depreciere sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere. Pierderile din depreciere recunoscute în legătură cu unitățile generatoare de numerar sunt alocate cu prioritate pentru reducerea

valorii contabile a fondului comercial alocat unităților generatoare de numerar (grupului de unități generatoare de numerar), dacă este cazul, și apoi pro rata pentru reducerea valorii contabile a celorlalte active din cadrul unității generatoare de numerar (grupului de unități generatoare de numerar).

O pierdere din depreciere a fondului comercial nu este reluată. Pentru celelalte active pierderea din depreciere este reluată numai în măsura în care valoarea contabilă a activului nu depășește valoarea contabilă care ar fi putut fi determinată, netă de amortizare, dacă nu ar fi fost recunoscută nicio depreciere.

(k) Capital social

Acțiunile ordinare sunt clasificate ca parte a capitalurilor proprii. Costurile suplimentare direct atribuibile emisiunii acțiunilor ordinare și opțiunilor pe acțiuni sunt recunoscute ca o reducere a capitalurilor proprii la valoarea netă de efectele fiscale.

(l) Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca datorie atunci când este stabilit dreptul acționarului de a primi plata.

(m) Datorii comerciale și alte datorii

Datoriile către furnizori și alte datorii, sunt înregistrate la costul amortizat și, includ contravaloarea facturilor emise de furnizorii de produse, lucrări executate și servicii prestate.

(n) Împrumuturile purtătoare de dobândă

Împrumuturile sunt recunoscute inițial la valoarea justă, netă de costurile de tranzacționare. Ulterior recunoașterii inițiale, împrumuturile sunt înregistrate la costul amortizat, orice diferență între cost și valoarea de rambursare fiind recunoscută în contul de profit și pierdere pe perioada împrumutului în baza unei rate de dobândă efectivă.

(o) Instrumente financiare

Standardul IFRS 9 "Instrumente financiare" se bazează pe teoria conform căreia activele financiare trebuie clasificate și evaluate la valoarea justă, cu modificările valorii juste recunoscute în contul de profit și pierdere în momentul în care apar ("FVPL"), cu excepția cazului în care sunt îndeplinite criterii restrictive pentru clasificarea și evaluarea activului la costul amortizat sau la valoarea justă prin alte componente ale rezultatului global ("FVOCI").

i) Recunoaștere

Grupul recunoaște un activ financiar în bilanț atunci și numai atunci când acesta devine parte din prevederile contractuale ale instrumentului. Activele și datoriile financiare sunt măsurate la momentul recunoașterii inițiale la valoare justă.

ii) Clasificarea activelor financiare

Grupul clasifică activele financiare drept evaluate ulterior la costul amortizat, la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global sau la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere pe baza criteriilor de mai jos:

- modelul de afaceri al Transelectrica pentru administrarea activelor financiare și
- caracteristicile fluxului de trezorerie contractual al activului financiar.

Din punct de vedere al evaluării unui **activ financiar** după recunoașterea inițială, IFRS 9 "Instrumente financiare: recunoaștere și evaluare", clasifică activele financiare în următoarele categorii:

• Cost amortizat

Un activ financiar este evaluat la costul amortizat dacă sunt îndeplinite ambele condiții de mai jos:

- activul financiar este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv este de a deține active financiare în vederea colectării de fluxuri de trezorerie contractuale și
- termenii contractuali ai activului financiar dau naștere, la anumite date, la fluxuri de trezorerie care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

Grupul detine la 31 decembrie active financiare evaluate la cost amortizat.

• Valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global

Un activ financiar este evaluat la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global dacă sunt îndeplinite ambele condiții de mai jos:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- activul financiar este deținut în cadrul unui model de afaceri al cărui obiectiv se realizează prin colectarea fluxurilor de trezorerie contractuale și vânzarea activelor financiare și
- termenii contractuali ai activului financiar dau naștere, la anumite date, la fluxuri de trezorerie care sunt exclusiv plăți ale principalului și ale dobânzii aferente valorii principalului datorat.

- **Valoarea justă prin contul de profit și pierdere**

Un activ financiar este evaluat la valoarea justă prin profit sau pierdere, cu excepția cazului în care acesta este evaluat la costul amortizat sau la valoarea justă prin alte elemente ale rezultatului global.

iii) Evaluare

Atunci când un activ financiar este recunoscut inițial, Grupul trebuie să îl evalueze la valoarea sa justă plus, în cazul unui activ financiar care nu este la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere, costurile tranzacției care pot fi atribuite direct achiziției sau emiterii activului financiar.

iv) Identificarea și evaluarea deprecierei de valoare pentru activele financiare

Grupul aplică metoda simplificată de măsurare a pierderilor de credit așteptate, prevăzută de IFRS 9, pentru evaluarea creanțelor comerciale. IFRS 9 permite entităților să aplice o „abordare simplificată” pentru creanțele comerciale, activele contractuale și creanțele de leasing. Abordarea simplificată permite entităților să recunoască pierderile așteptate pe durata de viață a tuturor acestor active fără a fi nevoie să identifice creșteri semnificative ale riscului de credit.

v) Derecunoaștere

Un activ financiar este derecunoscut atunci când:

- drepturile contractuale asupra fluxurilor de trezorerie decurgând din activele financiare au expirat;
- grupul reține drepturile contractuale de a primi fluxurile de trezorerie din activul financiar, dar își asumă o obligație contractuală de a le plăti unei terțe părți fără întârzieri semnificative, în cadrul unui aranjament de intermediere; sau
- grupul a transferat drepturile sale de a primi fluxuri de trezorerie, și ori a) a transferat în mod substanțial toate riscurile și beneficiile asociate activului financiar, ori b) nu a transferat în mod substanțial toate riscurile și beneficiile asociate activului financiar, dar a transferat controlul asupra activului financiar.

Grupul derecunoaște o datorie financiară (sau o parte a unei datorii financiare) din situația poziției financiare atunci când obligația specificată în contract este stinsă, anulată sau expiră.

vi) Compensari

Grupul compensează un activ financiar și o datorie financiară, iar valoarea netă este prezentată în situația poziției financiare atunci când:

- în mod curent are dreptul legal de a compensa valorile recunoscute; și
- intenționează fie să le deconteze pe o bază netă, fie să valorifice activul și să deconteze datoria în mod simultan.

Compensarea unui activ financiar recunoscut și a unei datorii financiare recunoscute, cât și prezentarea valorii nete, diferă de derecunoașterea unui activ financiar sau a unei datorii financiare.

(p) Impozitul pe profit

Cheltuiala cu impozitul pe profit cuprinde impozitul curent, impozitul amânat și impozitul minim global – Pillar Two. Impozitul curent, impozitul amânat și impozitul minim global sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere cu excepția cazului în care acestea sunt aferente combinărilor de întreprinderi sau unor elemente recunoscute direct în capitalurile proprii sau în alte elemente ale rezultatului global.

(i) *Impozit curent*

Impozitul curent reprezintă impozitul care se așteaptă să fie plătit sau primit pentru profitul sau pierderea fiscală realizată în anul curent, utilizând cote de impozitare adoptate sau în mare măsură adoptate la data raportării, precum și orice ajustare privind obligațiile de plată a impozitului pe profit aferente anilor precedenți.

(ii) *Impozit amânat*

Impozitul amânat este recunoscut pentru diferențele temporare ce apar între valoarea contabilă a activelor și datoriilor utilizată în scopul raportărilor financiare și baza fiscală utilizată pentru calculul impozitului.

O datorie privind impozitul amânat trebuie recunoscută pentru toate diferențele temporare impozabile, cu excepția cazului în care datoria amânată provine din:

- recunoașterea inițială a fondului comercial; sau
- recunoașterea inițială a unui activ sau a unei datorii într-o tranzacție care:
 - nu este o combinație de întreprinderi;
 - la momentul tranzacției, nu afectează nici profitul contabil, nici profitul impozabil (pierdere fiscală);
 - la momentul tranzacției, nu dă naștere unor diferențe temporare impozabile și deductibile egale.

O entitate trebuie să recunoască o datorie privind impozitul amânat pentru toate diferențele temporare impozabile asociate cu investițiile în filiale, sucursale și asociați, precum și cu interesele în aranjamente comune, cu excepția cazului în care sunt îndeplinite ambele condiții următoare:

- societatea-mamă, investitorul, asociatul în participațiune sau operatorul în participațiune este capabil să controleze momentul inversării diferenței temporare; și
- este probabil ca diferența temporară să nu se inverseze în viitorul previzibil.

O creanță privind impozitul amânat trebuie recunoscută pentru toate diferențele temporare deductibile în măsura în care este probabil să existe un profit impozabil disponibil pentru care diferența temporară deductibilă poate fi utilizată, cu excepția cazului în care activul fiscal amânat provine din recunoașterea inițială a unui activ sau a unei datorii într-o tranzacție care:

- nu este o combinație de întreprinderi;
- la momentul tranzacției, nu afectează nici profitul contabil, nici profitul impozabil (pierdere fiscală); și
- la momentul tranzacției, nu dă naștere unor diferențe temporare impozabile și deductibile egale.

O entitate trebuie să recunoască o creanță cu impozitul amânat pentru toate diferențele temporare deductibile care decurg din investiții în filiale, sucursale și entități asociate, precum și din participații în aranjamente comune, în măsura în care și numai în măsura în care este probabil ca:

- diferența temporară să se inverseze în viitorul previzibil; și
- profitul impozabil va fi disponibil pentru care diferența temporară poate fi utilizată.

Evaluarea impozitului amânat reflectă consecința fiscală care ar decurge din modul în care Grupul se așteaptă, la sfârșitul perioadei de raportare, să recupereze sau să deconteze valoarea contabilă a activelor și a datoriilor sale.

Impozitul amânat este calculat pe baza cotelor de impozitare care se preconizează că vor fi aplicabile diferențelor temporare la reluarea acestora, în baza legislației adoptate sau în mare măsură adoptate la data raportării.

Datoriile privind impozitul amânat sunt reprezentate de valorile impozitului pe profit, plătibile în perioadele contabile viitoare cu privire la diferențele temporare impozabile.

Creanțele privind impozitul amânat sunt reprezentate de valorile impozitului pe profit, recuperabile în perioadele viitoare, cu privire la:

- diferențe temporare deductibile;
- reportarea pierderilor fiscale neutilizate; și
- reportarea creditelor fiscale neutilizate.

Acestea sunt revizuite la fiecare dată de raportare și sunt diminuate în măsura în care nu mai este probabilă realizarea beneficiului fiscal aferent.

Creanțele și datoriile cu impozitul amânat sunt compensate numai dacă există dreptul legal de a compensa datoriile și creanțele cu impozitul curent și dacă acestea sunt aferente impozitelor percepute de aceeași autoritate fiscală pentru aceeași entitate supusă taxării sau pentru entități fiscale diferite, dar care intenționează să deconteze creanțele și datoriile cu impozitul curent pe baza netă sau ale căror active și datorii din impozitare vor fi realizate simultan.

Grupul determină activele și datoriile privind impozitul amânat folosind metoda datoriei situației poziției financiare în conformitate cu IAS 12 pentru toate diferențele temporare dintre bazele impozabile contabile și fiscale ale activelor și datoriilor recunoscute în situațiile financiare în conformitate cu IFRS și în situațiile fiscale ale Transelectrica. În plus, avantajul fiscal din pierderile reportate existente care sunt susceptibile a fi realizate este de asemenea inclus în calcul.

(iii) Impozitul minim global – Pillar Two

Impozitul minim global reprezintă un impozit suplimentar calculat la nivelul Grupului în cadrul unei jurisdicții pentru care se obține o rată efectivă de impozitare sub 15% ("rata minimă de impozitare") aplicată la profitul net calificat. Acesta este calculat conform prevederilor Legii 431/2023, *privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni*, pentru care s-au luat în calcul orientări suplimentare furnizate de Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE), ca sursa de ilustrare sau de interpretare, cu scopul asigurării aplicării coerente a legislației în vigoare.

(iv) Expunerea în ceea ce privește impozitul pe profit

Grupul consideră impactul poziției taxelor incert și dacă taxe și dobânzi suplimentare pot fi datorate, la determinarea valorii impozitului curent și amânat. Această evaluare se bazează pe estimări și ipoteze și poate implica o serie de raționamente profesionale cu privire la evenimente viitoare. Informații noi pot deveni disponibile care pot determina Grupul să modifice raționamentele sale profesionale în ceea ce privește caracterul adecvat al obligațiilor fiscale existente; astfel de modificări ale obligațiilor fiscale pot avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care o astfel de determinare are loc.

(q) Beneficiile angajaților

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Obligația netă a Grupului în ceea ce privește beneficiile pe termen lung acordate salariaților, alta decât planurile de pensii, este valoarea beneficiilor viitoare pe care salariații le-au câștigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă și în cea anterioară. Acest beneficiu este actualizat pentru a determina valoarea justă a acestuia, iar valoarea justă a oricărui activ aferent este dedusă. Aceste beneficii sunt estimate utilizând metoda factorului de credit proiectat. Orice câștiguri sau pierderi actuariale sunt recunoscute în alte elemente ale rezultatului global în perioada în care apar, cu excepția primelor jubiliare care se recunosc în contul de profit și pierdere.

Beneficii ale angajaților pe termen scurt

Obligațiile privind beneficiile pe termen scurt evaluate pe o bază neactualizată și sunt recunoscute ca și cheltuieli pe măsură ce serviciile sunt prestate. Un provizion este recunoscut la valoarea estimată a fi platită pentru beneficiile pe termen scurt sub formă de prime sau participarea salariaților la profit, numai în cazul în care Grupul are o obligație prezentă, legală sau implicită de a achita această sumă pentru serviciile trecute prestate de angajați, iar această obligație poate fi estimată. Beneficiile angajaților pe termen scurt sunt reprezentate în principal de salarii.

În cursul normal al activității, Grupul face plăți în numele angajaților săi către fondul de pensii. Toți angajații Grupului sunt membri ai planului de pensii al Statului Român. Aceste plăți sunt trecute pe cheltuielă pe măsura prestării serviciilor de către angajați.

(r) Venituri

Venitul este recunoscut atunci când Grupul îndeplinește o obligație de executare prin transferul unui bun sau al unui serviciu prestat către un client. Un activ este transferat atunci când (sau pe măsură ce) clientul obține controlul asupra acelui activ.

Transelectrica contabilizează un contract cu un client doar dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:

- părțile au aprobat contractul și sunt de acord să își onoreze obligațiile,
- Transelectrica poate identifica drepturile fiecărei părți cu privire la bunurile și serviciile transferate,
- Transelectrica poate identifica termenii de plată privind bunurile și serviciile transferate,
- contractul are substanță comercială (adică modifică riscul, momentul apariției și suma fluxurilor viitoare de trezorerie ale entității)
- este probabil ca entitatea să colecteze contraprestația la care este îndreptățită în schimbul bunurilor și serviciilor transferate clientului. Aceasta presupune evaluarea abilității și intenției clientului de a plăti contraprestația atunci când aceasta este datorată.

Veniturile constau, în principal, în venituri din serviciul de transport, din serviciul de sistem și din piața de echilibrare calculate în funcție de volumul energiei livrată consumatorilor. Tarifele de transport și de servicii de sistem sunt reglementate de către ANRE. Veniturile includ de asemenea valoarea tranzacțiilor desfășurate pe piața de echilibrare, după cum este descris în Nota 1.

Statul român, prin ANRE, reglementează tarifele percepute de Grup pentru serviciul de transport al

energiei electrice și pentru serviciul de operator de sistem. Statul român îndeplinește mai multe roluri în afară de cel de acționar majoritar și, ca urmare ar putea avea obiective și scopuri mai cuprinzătoare decât un investitor al cărui principal interes este randamentul investiției.

După cum este menționat în Nota 1, Compania este și administratorul schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Compania acționează în calitate de agent întrucât este implicată în colectarea și distribuirea banilor.

De asemenea, Compania și OPCOM SA sunt implicate în mecanismul de cuplare prin preț a piețelor regionale în baza Ordinului ANRE nr.82/2014 (vezi Nota 1).

Astfel, în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale, CNTEE Transelectrica SA:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și PI și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU și PI, respectiv trecerea energiei de la o zonă de ofertare la alta prin intermediul liniilor de interconexiune, fiind limitată de capacitatea disponibilă de transfer a acestora.

Tarifele de racordare

IFRS 15 "Venituri din contractele cu clienții" se aplică contractelor cu clienții în care Compania încasează disponibilități bănești (tariful de racordare) de la un client în vederea executării de lucrări noi (racord la un loc de producere sau de consum) sau de modificare a instalațiilor de racordare existente.

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prevede la art. 25 alin. (1) următoarele: *"...Racordarea la rețelele electrice de interes public și accesul la rețelele electrice de interes public reprezintă servicii obligatorii, în condiții reglementate, pe care trebuie să le îndeplinească operatorul de transport și de sistem, precum și operatorul de distribuție, inclusiv comunitățile de energie ale cetățenilor care gestionează rețelele de distribuție."*

În condițiile în care, conectarea unui client la rețeaua electrică de transport nu reprezintă o componentă separată a contractului de racordare, tarifele de racordare sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere în mod sistematic pe durata de viață utilă a activului.

Compania recunoaște disponibilitățile bănești încasate din tariful de racordare în creditul contului "Venituri în avans" în cadrul situației poziției financiare și ulterior recunoaște venitul în categoria "Alte venituri" în cadrul contului de profit și pierdere, în mod sistematic pe durata de viață utilă a activului.

(s) Costurile nete ale finanțării

Costurile nete ale finanțării includ dobânzile corespunzătoare împrumuturilor calculate folosind metoda ratei efective de dobândă, mai puțin costurile îndatorării capitalizate ca parte a costurilor activelor cu ciclul lung de fabricație, veniturile din dividende, diferențele de curs valutar favorabile și nefavorabile, onorariile și comisioanele de risc.

Veniturile din dobânzi sunt recunoscute în contul de profit și pierdere al anului în care apar, folosind metoda ratei efective de dobândă. Veniturile din dividende sunt recunoscute în contul de profit și pierdere la data la care dreptul Grupului de a primi dividende este recunoscut.

(t) Subvenții

Subvențiile aferente activelor sunt recunoscute inițial ca "venituri în avans" la valoarea justă atunci când există o asigurare rezonabilă că vor fi primite, iar Grupul va respecta condițiile asociate subvențiilor, iar apoi subvențiile sunt recunoscute în contul de profit și pierdere ca alte venituri din exploatare pe parcursul duratei de viață utilă a activului la care se referă. Fondurile nerambursabile sunt recunoscute ca și active în momentul în care există o asigurare rezonabilă că acestea vor fi primite prin îndeplinirea condițiilor aferente.

(u) Provizioane

Un provizion este recunoscut atunci, și numai atunci când sunt îndeplinite următoarele condiții:

- Grupul are o obligație curentă (legală sau implicită) ca urmare a unui eveniment trecut;
- este probabil (adică, mai mult probabil decât improbabil) ca o ieșire de resurse reprezentând beneficii economice să fie necesară pentru decontarea obligației;
- când poate fi făcută o estimare corectă în ceea ce privește suma obligației.

Acolo unde efectul valorii în timp a banilor este semnificativ, valoarea unui provizion este valoarea prezentă a cheltuielilor ce se prevăd a fi necesare pentru decontarea obligației.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

(v) Rezultatul pe acțiune

În conformitate cu SIC 33 "Rezultatul pe acțiune", rezultatul pe acțiune este calculat prin împartirea profitului sau pierderii atribuite acționarilor Grupului la media ponderată a acțiunilor ordinare ale perioadei.

Media ponderată a acțiunilor în circulație în timpul exercițiului reprezintă numărul de acțiuni de la începutul perioadei, ajustat cu numărul acțiunilor emise, înmulțit cu numărul de luni în care acțiunile s-au aflat în circulație în timpul exercițiului.

Diluarea este o reducere a rezultatului pe acțiune sau o creștere a pierderilor pe acțiune rezultate în ipoteza că instrumentele convertibile sunt convertite, sau ca acțiuni ordinare sunt emise după îndeplinirea anumitor condiții specificate. Obiectul rezultatului pe acțiune diluat este similar cu acela al rezultatului pe acțiune de bază și anume, de a evalua interesul fiecărei acțiuni ordinare în cadrul performanței unei entități.

(w) Contingente

Datoriile contingente nu sunt recunoscute în situațiile financiare anexate. Acestea sunt prezentate în cazul în care ieșirea de resurse încorporând beneficii economice este posibilă și nu probabilă.

Un activ contingent nu este recunoscut în situațiile financiare anexate, ci este prezentat atunci când o intrare de beneficii economice este probabilă.

(x) Segmente operaționale

Un segment operațional este o componentă a unei entități:

- care se angajează în activități din care poate obține venituri și de pe urma cărora poate suporta cheltuieli (inclusiv venituri și cheltuieli aferente tranzacțiilor cu alte componente ale aceleiași entități);
- ale cărei rezultate din activitate sunt revizuite periodic de către principalul factor decizional al entității în vederea luării de decizii cu privire la alocarea resurselor pe segment și a evaluării performanței acestuia; și
- pentru care sunt disponibile informații financiare distincte.

Grupul își desfășoară operațiunile în mai multe locații din România, care sunt angajate atât în activitatea de transport, cât și în cea de dispecer. Conducerea Grupului consideră operațiunile în totalitatea lor ca "un singur segment".

Segmentele operaționale sunt prezentate în manieră consecventă cu raportarea internă furnizată de către principalul factor decizional operațional al entității în vederea luării de decizii cu privire la alocarea resurselor pe segmente și a evaluării performanței acestuia.

(y) Garanții

Garanțiile sunt recunoscute ca imobilizări financiare în urma exigibilității/rambursării la o data ulterioară unui an.

(z) Leasing

Grupul, în calitate de locatar, recunoaște un activ cu drept de utilizare și o datorie de leasing corespunzătoare pentru contractele de leasing, cu scutirile permise. Un contract de leasing este dobândirea unui drept de utilizare a unui activ suport, cu prețul de cumpărare plătit în rate. Locatarul recunoaște activul cu drept de utilizare și datoria de leasing inițial la data începerii.

Excepțiile de la aplicarea IFRS 16 pot fi:

- contracte de leasing cu o durată de închiriere de 12 luni sau mai puțin și care nu conțin opțiuni de achiziție, și
- contracte de leasing unde activul suport are o valoare mică.

La data începerii, se măsoară datoria de leasing la o sumă egală cu valoarea actualizată a plăților de leasing pe durata leasingului care nu sunt plătite la acea dată.

Rata de actualizare pe care o folosește locatarul este rata dobânzii implicită în contractul de leasing, dacă această rată poate fi determinată cu ușurință. Locatarul folosește rata marginală de împrumut dacă rata dobânzii implicită în contract de leasing nu poate fi determinată cu ușurință.

Dreptul de utilizare al activului este ulterior evaluat la cost, minus amortizarea acumulată și orice pierderi

din depreciere acumulate.

Grupul aplică scutirea de la recunoașterea contractelor de leasing pe termen scurt pentru contractele sale de leasing pe termen scurt și valoare redusă. Plățile de leasing aferente sunt recunoscute drept cheltuieli în mod liniar pe durata contractului de leasing. Astfel contractelor care nu îndeplinesc condițiile de recunoaștere în conformitate cu IFRS 16, sunt înregistrate direct în contul de profit și pierdere ca și cheltuieli cu redevențele, locațiile de gestiune și chirile.

(aa) Imobilizări financiare

Investițiile Companiei în asocieri în participație și entități asociate se prezintă în bilanț la valoarea de intrare, mai puțin ajustările cumulate pentru pierdere de valoare. Restul investițiilor financiare în entități care nu intră în perimetrul de consolidare, altele decât cele menționate anterior, se prezintă la valoare justă.

(bb) Implicațiile noilor Standarde Internaționale de Raportare Financiară (IFRS UE)

- Următoarele standarde noi și amendamente la standardele existente emise de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) și adoptate de UE sunt în vigoare pentru perioada de raportare curentă:

În anul curent, Grupul a aplicat amendamente la IAS 21 „Lipsa convertibilității” emis de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) care sunt obligatorii pentru perioadele de raportare începând cu sau după 1 ianuarie 2025. Adoptarea acestor amendamente nu a avut impact semnificativ asupra informațiilor care trebuie furnizate sau asupra sumelor raportate în aceste situații financiare

- Următoarele standarde noi și amendamente ale standardelor existente emise de Comitetul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) și adoptate de Uniunea Europeană (UE) ce nu au intrat încă în vigoare pentru perioada de raportare financiară anuală încheiată la 31 decembrie 2025 și nu au avut impact sau nu fost aplicate la întocmirea prezentelor situații financiare:

La data aprobării acestor situații financiare, Grupul nu a aplicat următoarele standarde de contabilitate IFRS modificate care au fost emise de IASB și adoptate de UE, dar nu au intrat încă în vigoare.

Standard de contabilitate	Titlu	Data intrării în vigoare stabilită de IASB
Amendamente la IFRS 9 și IFRS 7	Amendamente la clasificarea și evaluarea instrumentelor financiare	1 ianuarie 2026
Amendamente la IFRS 9 și IFRS 7	Contracte care fac referire la energia electrică dependentă de condițiile naturale	1 ianuarie 2026
Amendamente la IFRS 1, IFRS 7, IFRS 9, IFRS 10 și IAS 7	Îmbunătățiri anuale ale Standardelor de Contabilitate IFRS - Volumul 11	1 ianuarie 2026

- La data aprobării acestor situații financiare, următoarele standarde existente au fost emise de către IASB, dar nu au fost încă adoptate de către UE:

În prezent, IFRS astfel cum au fost adoptate de UE nu diferă semnificativ de standardele de contabilitate IFRS adoptate de Consiliul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB), cu excepția următoarelor standarde noi și amendamente la standardele existente, care nu au fost adoptate de UE la data autorizării prezentelor situații financiare:

Standard de contabilitate	Titlu	Stadiu adoptare UE
IFRS 18	Prezentare și dezvoltare de informații în situațiile financiare (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Nu au fost încă adoptate de UE
IFRS 19 cu amendamentele ulterioare	Filiale fără răspundere publică: informații de furnizat (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Nu au fost încă adoptate de UE
Amendamente la IAS 21	Tranziția la o monedă de prezentare hiperinflaționistă (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Nu au fost încă adoptate de UE
IFRS 14	Conturi de amânare aferente activităților reglementate (data intrării în vigoare stabilită de IASB: 1 ianuarie 2027)	Comisia Europeană a decis să nu înceapă procesul de

Standard de contabilitate	Titlu	Stadiu adoptare UE
	de IASB: 1 ianuarie 2016)	aprobare al acestui standard interimar și să aștepte standardul final.
Amendamente la IFRS 10 și IAS 28	Vânzarea de sau contribuția cu active între un investitor și entitățile asociate sau asocierile în participație ale acestuia și amendamentele ulterioare (data intrării în vigoare a fost amânată pe perioadă nedeterminată de IASB, dar este permisă aplicarea anticipată)	Procesul de aprobare a fost amânat pe o perioadă nedeterminată până la finalizarea proiectului de cercetare privind metoda punerii în echivalență.

4. Determinarea valorii juste

Anumite politici contabile ale Grupului și cerințe de prezentare a informațiilor necesită determinarea valorii juste atât pentru activele și datoriile financiare, cât și pentru cele nefinanciare. În determinarea valorilor juste ale activelor și datoriilor, Grupul folosește pe cât posibil valori de piață observabile. Valorile juste sunt clasificate pe mai multe niveluri în ierarhia valorilor juste pe baza datelor de intrare folosite în tehnicile de evaluare, după cum urmează:

- Nivelul 1: prețuri cotate (neajustate) de pe piețe active pentru active și datorii identice;
- Nivelul 2: date de intrare, altele decât prețurile cotate incluse în nivelul 1, care sunt observabile pentru active sau datorii, fie în mod direct (ex: prețuri) sau indirect (ex: derivate din prețuri);
- Nivelul 3: date de intrare pentru active și datorii care nu sunt bazate pe date din piață observabile.

Valorile juste au fost determinate în scopul evaluării și/sau prezentării informațiilor în baza metodelor descrise mai jos:

(i) Imobilizări corporale

Valoarea justă a elementelor de imobilizări corporale se bazează în principal pe modelul de reevaluare având în vedere particularitățile imobilizărilor corporale deținute de către Grup, cu excepția activelor în curs de execuție, care sunt contabilizate în conformitate cu modelul bazat pe cost.

5. Imobilizări corporale

Între 1 ianuarie 2024 și 31 decembrie 2025, imobilizările corporale au evoluat, astfel:

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
COST								
Sold la 1 ianuarie 2024	171.005	1.945.054	2.267.849	144.137	25.065	280.939	1.001.422	5.835.471
Intrări	-	3.092	3.732	8.878	5.938	222	638.578	660.440
Transferuri din imobilizări corporale în curs	524	428.577	125.269	101.543	2.177	554	(658.644)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	-	-	-	-	-	2.802	2.802
Ieșiri	(32)	(462)	(5.383)	(28)	(145)	(7.569)	(154)	(13.774)
Sold la 31 Decembrie 2024	171.497	2.376.261	2.391.467	254.531	33.034	274.146	984.003	6.484.939
Sold la 1 ianuarie 2025	171.497	2.376.261	2.391.467	254.531	33.034	274.146	984.003	6.484.939
Intrări	10.329	8.273	4.242	55.555	34.828	88	701.076	814.391
Transferuri din imobilizări corporale în curs	7	193.105	251.667	72.923	343	1.233	(519.278)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	200	(200)	-	(3.501)	-	-	(3.501)
Ieșiri	-	(9.239)	(3.233)	(7.575)	(354)	(2.320)	(11.648)	(34.370)
Sold la 31 Decembrie 2025	181.833	2.568.600	2.643.942	375.433	64.351	273.147	1.154.154	7.261.460
Sold la 1 ianuarie 2024	138	-	-	-	-	265.591	-	265.729
Cheltuiala cu amortizarea	-	95.140	154.769	41.374	4.281	4.861	-	300.425
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(387)	(31)	(18)	(73)	(7.569)	-	(8.078)
Sold la 31 Decembrie 2024	138	94.753	154.738	41.356	4.208	262.884	-	558.077
Sold la 1 ianuarie 2025	138	94.753	154.738	41.356	4.208	262.884	-	558.077
Cheltuiala cu amortizarea	-	87.782	156.393	45.558	5.543	3.500	-	298.776
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(3.425)	(1.131)	(7.476)	(60)	(2.320)	-	(14.414)
Sold la 31 Decembrie 2025	138	179.109	309.999	79.438	9.691	264.064	-	842.439

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
Sold la 1 ianuarie 2024	-	-	-	-	-	-	11.599	11.598
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-	-	-	9	9
Sold la 31 Decembrie 2024	-	-	-	-	-	-	11.608	11.608
Sold la 1 ianuarie 2025	-	-	-	-	-	-	11.608	11.608
Reversare ajustări de depreciere	-	-	-	-	-	-	(7.227)	(7.227)
Sold la 31 Decembrie 2025	-	-	-	-	-	-	4.381	4.382
Valoarea contabilă netă								
Sold la 31 Decembrie 2024	171.359	2.281.508	2.236.729	213.174	28.826	11.262	972.395	5.915.254
Sold la 31 Decembrie 2025	181.695	2.389.491	2.333.943	295.996	54.660	9.083	1.149.772	6.414.639

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 pe fondul creșterii sumelor imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrica astfel cele mai semnificative :

- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu – 134.247;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 57.608;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 kV București Sud – 55.208;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 44.448;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 34.302;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22.900;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare puterii din Centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montare de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 18.078;

În anul 2025, cele mai mari **transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale**, în sumă de **519.278**, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrica astfel cele mai semnificative din care enumerăm pe cele mai semnificative:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 176.795;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82.814;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 70.395;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET Etapa I + Etapa II (H.CA nr.17/2007) – 50.083;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I și II de finanțare) - 26.642;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 20.576;
- Relocare/protecții rețea înaltă tensiune 400 kV-LEA 400 kV s.c Urechești-Domnești și LEA 400 kV s.c Brazi Vest-Domnești la intersecția cu Autostrada de Centură București-km 0+000, km 100+900, Lotul 3, Sector 1, km 85+300, km 100+765-Centura Sud, Sector 2, km:0+00 – 15.326.

În anul 2025 s-au înregistrat ieșiri din imobilizări corporale în curs de execuție prin recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei în sumă de 9.949, astfel:

- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația electrică 400/110 kV Gura Ialomiței, în sumă de 2.889 lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III (H.CA nr. 2/2008), în sumă de 2.782 lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV, în sumă de 4.278 lei.

Soldul **imobilizărilor corporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2025, în sumă de **1.064.066**, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 318.644;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 166.604;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97.429;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 68.865;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 49.537;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălcu 1 și CEE 18 MW Fălcu 2 prin noua Stație

- (400)/220/110 kV Banca – 46.885;
- Stația 400 kV Stâlp – 44.306;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 28.408;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 22.922;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 16.844;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 16.246;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 15.701;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 15.329;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 13.093.

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, Societatea nu are active gajate sau ipotecate.

Valoarea justă a imobilizărilor corporale

Imobilizările corporale ale Societății, altele decât imobilizările corporale în curs, sunt prezentate în situațiile financiare la valoarea reevaluată, aceasta reprezentând valoarea justă la data evaluării, mai puțin amortizarea acumulată și ajustările de depreciere.

Ultima reevaluare a activelor a fost realizată la 31 decembrie 2023, astfel Compania a înregistrat în evidența contabilă rezultatul raportului de reevaluare efectuat de către societatea Appraisal&Valuation divizia de evaluări și consultanță din cadrul NAI România, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din Romania (ANEVAR).

Valoarea justă a terenurilor Societății a fost determinată folosind metoda comparației directe.

Această metodă se recomandă pentru proprietăți, când există date suficiente și sigure privind tranzacții sau oferte de vânzare cu proprietăți similare în zonă. Analiza prețurilor la care s-au efectuat tranzacțiile sau a prețurilor cerute sau oferite pentru proprietățile comparabile este urmată de efectuarea unor corecții ale prețurilor acestora, pentru a cuantifica diferențele dintre prețurile plătite, cerute sau oferite, cauzate de diferențele între caracteristicile specifice ale fiecărei proprietăți în parte, numite elemente de comparație.

Valoarea justă a clădirilor, echipamentelor și instrumentelor de măsură a fost determinată folosind abordarea prin cost.

Această metodă presupune că valoarea maximă a unui activ pentru un cumpărător informat este suma care este necesară pentru a cumpăra ori a construi un activ nou cu utilitate echivalentă. Când activul nu este nou, din costul curent brut trebuie scăzute toate formele de depreciere care i se pot atribui acestuia, până la data evaluării.

Informații referitoare la ierarhia valorii juste la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024:

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 Decembrie 2025
Terenuri și amenajări de terenuri	-	-	181.695	181.695
Clădiri și instalații speciale	-	-	2.389.491	2.389.491
Utilaje și echipamente	-	-	2.333.943	2.333.943
Aparate de măsură și control	-	-	295.996	295.996
Vehicule	-	-	54.660	54.660
Alte imobilizări corporale	-	-	9.083	9.083
Total	-	-	5.264.867	5.264.867

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 Decembrie 2024
Terenuri și amenajări de terenuri	-	-	171.359	171.359
Clădiri și instalații speciale	-	-	2.281.508	2.281.508
Utilaje și echipamente	-	-	2.236.729	2.236.729
Aparate de măsură și control	-	-	213.174	213.174
Vehicule	-	-	28.826	28.826
Alte imobilizări corporale	-	-	11.262	11.262
Total	-	-	4.942.859	4.942.859

Valoarea la cost a elementelor de imobilizări corporale este reprezentată de valoarea justă a acestora din care s-a dedus valoarea rezervei din reevaluare la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, fiind prezentată mai jos:

	Valoarea la cost 31 decembrie 2025	Valoarea la cost 31 decembrie 2024
Terenuri și amenajări de terenuri	119.536	109.692
Clădiri și instalații speciale	1.948.997	2.129.716
Utilaje și echipamente	1.718.234	1.459.397
Aparate de măsură și control	278.742	252.472
Vehicule	50.297	21.631
Alte imobilizări corporale	9.083	7.056
TOTAL	4.124.889	3.979.964

6. Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing se prezintă, astfel:

	Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing
Cost	
Sold la 1 ianuarie 2024	43.224
Intrari	2.609
Iesiri	(2.362)
Sold la 31 Decembrie 2024	43.470
Sold la 1 ianuarie 2025	43.470
Intrari	8.365
Iesiri	-
Sold la 31 Decembrie 2025	51.835
Amortizare cumulata	
Sold la 1 Ianuarie 2024	28.176
Cheltuiala cu amortizarea	8.719
Amortizarea cumulata a iesirilor	(1.575)
Sold la 31 decembrie 2024	35.320
Sold la 1 Ianuarie 2025	35.320
Cheltuiala cu amortizarea	9.557
Amortizarea cumulata a iesirilor	-
Sold la 31 decembrie 2025	44.877
Ajustari pentru depreciere	
Sold la 1 Ianuarie 2024	-
Cheltuiala cu ajustarile de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2024	-
Ajustari pentru depreciere	
Sold la 1 Ianuarie 2025	-

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2025	-
VALOAREA CONTABILĂ NETA	
Sold la 31 decembrie 2024	8.150
Sold la 31 Decembrie 2025	6.958

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Contractul nr. C232 intrat în vigoare cu 01.10.2020, valabil pe o perioadă de 5 ani, are valoarea de 9 mil. euro (fără TVA).

La data de 05.05.2025 a fost semnat Actul Adițional nr. 2 la contractul C232/2020, prelungind durata cu 6 luni, în aceleași condiții până la 01.04.2026, cu suma de 900.000 euro (fără TVA). Astfel, valoarea totală a contractului, pentru suprafața de 9.000 mp, 35 locuri de parcare și o durată de 66 luni, este de 9.900.000 euro (fără TVA).

La data de 31 decembrie 2025, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 2.149 lei.

Pentru acest contract, Compania achită un quantum lunar de 16.67 euro/mp (fără TVA) pentru închirierea spațiilor de birouri, rezultând o valoare anuală de cca. 1,8 mil. euro.

Smart SA a avut încheiat un contract de închiriere care constă în închirierea clădire birouri, în suprafață de 449,75 mp clădirea Formenerg din b-dul Gheorghe Șincai nr.3, cu o valoare de 53.970 euro/an în quantum de 10 euro/mp reprezentând 4.497,5 euro/lună, cu act adițional de prelungire până la sfârșitul anului 2025.

În data de 8 ianuarie 2026 a fost încheiat un nou contract de locațiune între Smart și RAPPs care constă în închirierea imobilului corp D1, etaj 8 situat în Piața Presei Libere, nr.1 în suprafață de 394,60 m.p., chiria lunară fiind de 3.005,14 euro (7,62 euro/m.p.) pe o perioadă de 1 an cu posibilitate de prelungire prin acte adiționale.

Totodata Smart are incheiat contract pentru active cu drept de utilizare pentru vehicule, iar dreptul de utilizare se amortizeaza pe durata de viata a vehiculelor fiind vorba de utilaje mari folosite pentru interventiile pentru mentenanta si reparatii retea. Valoarea ratei lunare este de 12.844,76 euro, contract de leasing este incheiat pentru 60 de luni, incepand cu luna ianuarie 2025.

Teletrans SA are încheiat un contract de închiriere care constă în închirierea clădire, teren aferent și curte imobil, în suprafață estimată de 1080 mp închiriable și curte în folosință exclusivă de 196 mp situat în strada Stelea Spătaru nr.12, cu act adițional semnat în timpul anului pentru prelungire până în iulie 2028. Actul adițional implica o creștere a chiriei de la 8.600 euro/lună la 9.460 euro/luna, iar din anul 3 de contract valoarea chiriei se va indexa anual cu indicele HICP.

La 31 decembrie 2025, valoarea netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de societățile consolidate în clădirile respectiv de birouri este **1.663**.

Sume recunoscute în Situația fluxurilor de trezorerie

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Plăți totale de numerar aferente contractelor de leasing	(12.379)	(12.247)

Chiriile care nu fac obiectul activelor cu drept de utilizare, fiind pe termen scurt sau contracte cu valoare mica, se regasesc in pozitia de cheltuieli cu chiriile din Nota 26 Alte cheltuieli de exploatare.

Plățile aferente contractului de concesiune (redevență) sunt recunoscute ca și cheltuieli în contul de profit și pierdere de către Companie în timpul anului și sunt prezentate la Nota 26.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

7. Imobilizări necorporale

i) Imobilizări necorporale

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, soldul imobilizărilor necorporale (inclusiv capitalizarea CPT-ului suplimentar) se prezintă, astfel:

	Licențe și software	Imobilizări necorporale în curs	Total
Cost			
Sold la 1 ianuarie 2024	64.383	10.076	74.459
Achiziții	656	7.336	7.992
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	2.347	(2.347)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	28	-	28
Ieșiri	(28)	(2.802)	(2.830)
Sold la 31 Decembrie 2024	67.386	12.262	79.649
Sold la 1 ianuarie 2025	67.386	12.262	79.649
Achiziții	649	39.009	39.657
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	36.805	(36.805)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	-	-	-
Ieșiri	(936)	-	(936)
Sold la 31 Decembrie 2025	103.904	14.466	118.370
Amortizare cumulată			
Sold la 1 ianuarie 2024	62.331	(16)	62.315
Cheltuiala cu amortizarea	1.989	2	1.991
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(28)	-	(28)
Sold la 31 decembrie 2024	64.292	(14)	64.278
Sold la 1 ianuarie 2025	64.292	(14)	64.278
Cheltuiala cu amortizarea	3.197	2	3.199
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(625)	-	(625)
Sold la 31 decembrie 2025	66.863	(11)	66.852
Ajustari pentru depreciere			
Sold la 1 ianuarie 2024	2	(2)	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2024	2	(2)	-
Ajustari pentru depreciere			
Sold la 1 ianuarie 2025	2	(2)	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2025	2	(2)	-
VALOAREA CONTABILĂ NETA			
Sold la 31 decembrie 2024	3.093	12.278	15.371
Sold la 31 Decembrie 2025	37.038	14.479	51.517

Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuție** la 31 decembrie 2025, în sumă de **14.479**, este reprezentat de proiectele aflate în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 6.321;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3.661;

- Dezvoltare platforma MARI – 3.132;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 550;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 434.

În anul 2025 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de **36.805**, din care cele mai importante sunt:

- Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica – 12.937;
- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, componentă achiziție servicii de migrare și upgrade, aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 11.539;
- Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică – 5.943.

8. Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2025, respectiv 31 decembrie 2024, în valoare de **40.309**, este reprezentat, în principal:

- de garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1), alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivelor de investiții, astfel:
 - LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia) în sumă de 4.200;
 - LEA d.c. 220 kV Ostrovu Mare RET în sumă de 209.
- de acțiuni deținute de Companie, valoarea netă a acestora este de 34.154, astfel:

Investitiile Companiei	Participatie %	31 decembrie 2025	Participatie %	31 decembrie 2024
Acțiuni deținute la Formenerg	-	-	100	1.948
Acțiuni deținute la OPCOM	97,84	30.687	97,84	30.687
Acțiuni deținute la BRM	0,35	28	0,32	26
Acțiuni deținute la TSC NET	6,25	2.207	6,25	2.207
Acțiuni deținute la Joint Allocation Office SA	3,85	1.232	4,00	1.232
Total acțiuni		34.154		36.101

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – TELETRANS S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită (ambele societăți fiind investiții financiare ale Companiei).

Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către Formenerg.

În urma fuziunii celor 2 societăți, titlurile de participare ale Transelectrica deținute la TELETRANS au crescut cu 104, concomitent cu diminuarea titlurilor de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.

BRM (Bursa Română de Marfuri S.A.)

Societate pe acțiuni, de tip închis, care prin obiectul de activitate, modul de organizare și funcționare este o bursă de mărfuri, astfel cum este aceasta reglementată de Legea nr.375/2005 privind bursele de mărfuri și o societate de servicii de investiții financiare conform Legii nr.126/2018 privind piețele de instrumente financiare.

Printre acționarii BRM se află și Compania care deține 28 de acțiuni în valoare totală de 28.000 lei, cu o cotă de participare de 0,35%.

La nivel european, sectorul energetic se află într-un proces de transformare, punându-se accent pe tranziția de la un model preponderent național de evoluție și dezvoltare a sectorului energetic, la un model de dezvoltare integrată și coordonată la nivel european care să asigure dezvoltarea unitară la nivel continental dar care să permită și adaptarea la specificațiile naționale totodată cu urmărirea intereselor legitime ale statelor europene.

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- **TSCNET**
- **JAO**

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

A fost constituit pentru a deservi Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din regiunea est-central-vestică a Europei (regiunea CORE) în vederea implementării coordonate a codurilor europene de rețea. Afilierea se face cu participarea în cadrul acționariatului TSCNET prin efectuarea unei tranzacții de cumpărare de acțiuni în cadrul societății.

Prin Hotărârea nr. 9 a AGEA din data de 05 iunie 2018 s-a aprobat afiliera Companiei la Centrul de coordonare a securității din regiunea CORE, TSCNET prin participarea la capitalul social cu un aport de 470.500 euro (1 acțiune – 2.500 EUR).

JAO (Joint Allocation Office)

Începând cu anul 2019, licitațiile pentru alocarea capacităților pe termen lung se realizează coordonat de către JAO care a fost desemnat ca Operator al Platformei Unice de Alocare (SAP).

Transelectrica a fost invitată de JAO să devină parte a acționariatului acestuia.

Prin Hotărârea nr.10 a AGEA din data de 20 august 2018 s-a aprobat afiliera Companiei la acționariatul Joint Allocation Office (JAO) cu o subscriere în numerar în valoare de 259.325 euro, fiindu-i alocate 50 de acțiuni.

Investiția financiară în Geco Power Company

În martie 2025, Compania a participat cu un aport de 25% la capitalul social al Geco Power Company Green Energy Corridor Power Company.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență.

	31 decembrie 2025
Cota participare (%)	25%
Cota-parte din capitalul social	3.750
Cota-parte din rezultatul reportat	-
Cota parte din rezultatul exercitiului ajustat: pierdere	(378)
Sold la sfârșitul perioadei de raportare	3.372

9. Stocuri

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, stocurile (la valoarea netă) se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Piese de schimb	33.296	31.680
Consumabile și alte materiale	17.131	20.642
Materiale auxiliare	4.007	3.893
Alte stocuri	6.228	1.930
Total	60.662	58.144

Se preconizează că stocurile în valoare de 60.662 (la decembrie 2024:58.144) vor fi recuperate/valorificate după cum urmează:

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Stocuri de valorificat în următoarele 12 luni	23.807	18.404
Stocuri de valorificat într-o perioadă mai mare de 12 luni	36.855	39.740
Total	60.662	58.144

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, ajustările pentru deprecierea stocurilor se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Ajustări pentru deprecierea materialelor consumabile	10.053	6.879
Ajustări pentru deprecierea altor materiale	5.483	5.329
Ajustări pentru deprecierea ambalajelor	122	122
Total	15.658	12.330

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, ajustările pentru deprecierea stocurilor se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	12.330	13.857
Înregistrare ajustări pentru deprecierea stocurilor	5.474	1.842
Reversare ajustări pentru deprecierea stocurilor	(2.146)	(3.368)
Sold la sfârșitul perioadei	15.658	12.330

În cursul anului 2025 și 2024, cheltuielile efectuate cu consumul de materiale și piese de schimb se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli privind piese de schimb	25.201	12.369
Cheltuieli privind alte materiale consumabile	6.391	5.359
Cheltuieli privind alte materiale	1.553	2.025
Cheltuieli cu materiale auxiliare	107	95
Cheltuieli privind combustibilul	3.096	3.166
(Câștiguri) / Pierderi depreciere stocuri	3.344	-
Total	39.692	23.014

Prezentarea defalcării de mai sus a cheltuielilor cu materiale și consumabile este modificată față de perioada anterioară, astfel pentru conformitate cu prezentarea curentă menționăm ca la decembrie 2024 (Câștiguri) / Pierderi depreciere stocuri au fost în suma de **(1.480)** și s-au regăsit în Nota 26 Alte cheltuieli de exploatare.

10. Creanțe comerciale și alte creanțe

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, creanțele comerciale și alte creanțe se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creanțe comerciale	2.549.214	2.708.161
Alte creanțe	248.977	233.647
Avansuri către furnizori	374.940	769.896
TVA de recuperat	396.616	272.236
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(126.980)	(128.066)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(71.764)	(73.033)
Total	3.371.004	3.782.840

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

Structura creanțelor comerciale se prezintă astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Clienți – piața de energie din care:	2.531.401	2.698.954
- clienți - activitate operațională – energie	1.884.104	1.898.742
- clienți - piața de echilibrare	501.989	667.862
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	145.308	132.351
Clienți din alte activități	17.814	9.206
Total creanțe comerciale	2.549.214	2.708.161

Pentru anul 2025, în linia "Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor" din contul de profit și pierdere în suma de 6.452, cuprinde următoarele elemente:

- Ajustări (nete) depreciere active curente în sumă de 1.845,
- Pierderi (nete) din creanțe și debitori diverși în sumă de 4.607.

Expunerea la risc pentru creanțe comerciale, alte creanțe și avansuri către furnizori:

	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Rata previzionată a pierderilor	Pierdere preconizată pe toată durata de viață
Neajunse la scadență	2.831.976	0,01%	340
Scadența depășită între 1 – 30 zile	(632)	0%	0
Scadența depășită între 31 – 60 zile	2.293	0%	0
Scadența depășită între 60 – 90 zile	27.749	1,75%	484
Scadența depășită între 91 – 180 zile	7.511	0,54%	41
Scadența depășită între 181- 365 zile	702	47,10%	331
Mai mult de un an	303.533	65,08%	197.548
Total	3.173.132		198.744

- CNTEE Transelectrica SA își desfășoară activitatea operațională în baza Licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia Președintelui ANRE nr. 1793/26.08.2025, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

La data de 31 decembrie 2025, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o scădere față de 31 decembrie 2024 determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie, în trimestrul IV al anului 2025 față de trimestrul IV al anului 2024.

Scăderea volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, față de trimestrul IV 2024 a determinat și scăderea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, IBEX, MAVIR, Ciga Energy SA, Hidroelectrica, Electrica Furnizare SA, OPCOM, PPC ENERGIE SA, RAAN, JAO.

- CNTEE Transelectrica SA desfășoară activitățile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009 cu completările și modificările ulterioare, „principalele atribuții fiind de colectare lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusurilor”.

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 6% din total creanțe comerciale (în creștere față de 5% din 31 decembrie 2024).

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 31 decembrie 2025 o creștere a creanțelor determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 145.308 (132.351 la 31 decembrie 2024), reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76.702, respectiv de la RAAN - 63.467 și CET Govora SA - 13.235;
- bonus necuvenit pentru 2014, în sumă de 3.915, respectiv de la RAAN – 1.981, CET Govora – 1.934;
- bonus necuvenit pentru 2015, în sumă de 564, respectiv de la CET Govora - 534, Interagro - 30;
- bonus necuvenit pentru 2020, în sumă de 522 de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 20.430, respectiv de la: Transenergo Com – 5.882, Petprod - 4.391, Romenergy Industry – 2.681, RAAN - 2.386, UGM Energy – 1.504, CET Govora – 901, KDF Energy – 474 și alții.

Situația creanțelor aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Supracompensare 2011 - 2013	76.702	76.702
Bonus necuvenit pentru 2014	3.915	3.915
Bonus necuvenit pentru 2015	564	564
Bonus necuvenit pentru 2020	522	522
Contributie pentru cogenerare neîncasată	20.430	20.781
Facturi emise după data de raportare, aferente exercițiului financiar încheiat	43.175	29.866
Total	145.308	132.351

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2024, suma de 8.601, de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8.401 din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2024, de la următorii producători: Bepco SRL, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Vest Energo.

Pentru stingerea creanțelor generate de supracompensare și bonus necuvenit, din anii anteriori, Compania a solicitat producătorilor calificați în schema de sprijin efectuarea de compensări reciproce. Pentru producătorii (RAAN, CET Govora) care nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datorilor reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: *“în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective”* și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

- Pe rolul Tribunalului Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. 9089/101/2013/a140, având ca obiect “pretenții suma de 86.513”, dosar în care Compania are calitatea de reclamantă, părata fiind **Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN**.

Prin cererea de chemare în judecată formulată de Transelectrica SA, aceasta a solicitat obligarea părții RAAN la plata sumei de 86.513. Mai multe detalii privind acest dosar sunt prezentate la Nota 30.

- CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eșalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru perioada 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul 2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de **40.508**.

Ca urmare a suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr.

738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție.

Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. În vederea recuperării creanțelor izvorâte înaintea deschiderii procedurii de insolvență, Compania a urmat procedurile specifice prevăzute de Legea nr. 85/2014 - Legea insolvenței și a solicitat instanței admiterea creanțelor, potrivit legii. Având în vedere cele prezentate, începând cu data de 9 mai 2016, Compania a sistat aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a achitat lunar către CET Govora bonusul de cogenerare.

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei. Transelectrica a fost înscrisă în Tabelul preliminar și în cel definitiv cu o creanță în valoare totală de 28.200, din care suma de 25.557 este aferentă schemei de sprijin. În aceste condiții, Compania a inclus suma de 22.188 aferentă schemei de sprijin în contul debitori diverși, analitic distinct - ANRE, cu impact în poziția netă a schemei de sprijin.

Suma de 22.188 reprezintă creanța de încasat de la CET Govora aferentă schemei de sprijin (în suma de 25.557), corectată cu bonusul reținut de Companie conform art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, în sumă de 3.369.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin care se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Alte creanțe

La data de 31 decembrie 2025, alte creanțe în sumă de **248.977 (233.647 la 31 decembrie 2024)** includ în principal:

- debitori diverși **104.098 (135.507 la 31 decembrie 2024)**, din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 75.041 (din care suma de 25.854 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin) (80.489 la decembrie 2024, din care 25.853 penalități schema sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (24.464), RAAN (16.901), CET Govora (9.607), Electromontaj SA (5.865), OPCOM (4.625), Total Electric Oltenia (3.289), Multiservice G&G SRL (2.162), Petprod (1.894), GE Digital Service Europe (1.137), ISPE Proiectare și Consultanță (1.079). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice în suma de 11.924: Arelco Power (988), Enol Grup (2.541) și Next Energy Partners (8.395). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al societății respective în sumă de 4.517.
- sume primite cu caracter de subvenție **(31.924)** (9.866 la decembrie 2024), în principal aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de **10.291 (15.627 la 31 decembrie 2024)** reprezentate în principal de: CPT (5.747), polițe asigurări (1.730), chirie și mentenanță clădire birouri (763), servicii diverse (279) și altele;

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

- alte creanțe sociale în sumă de **4.513 (3.658 la 31 decembrie 2024)** reprezentând în principal concedii medicale achitate de angajator salariaților și care urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansuri către furnizori

La 31 decembrie 2025, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de **374.940** (769.896 la 31 decembrie 2024) și reprezintă, în principal, sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (ICP – *Interim Coupling Project*, SIDC - *Single Intraday Coupling*, SDAC - *Single Day-ahead Coupling* și IDA - *"IntraDay Auction"*) (MAVIR – 303.225, IBEX – 56.214 și JAO – 12.857).

TVA de recuperat

TVA de recuperat **396.616 (272.236 la 31 decembrie 2024)**– sumă aferentă deconturilor pentru perioada septembrie 2025 – decembrie 2025. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania a încasat de la stat suma de 267.046, reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă deconturilor pentru perioada septembrie – noiembrie 2025.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale, a creanțelor comerciale incerte și pentru alte creanțe incerte

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2025, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: JAO (30.752), CET Govora (24.645), Romelectro (24.471), Arelco Power (14.513), Total Electric Oltenia SA (14.186), Romenergy Industry (13.513), Elsaco Energy (9.276), OPCOM (9.143), RAAN (8.517), Next Energy Partners (8.395).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

Atât pentru anul 2024, cât și pentru anul 2025 nu au fost înregistrate ajustări de valoare materiale pentru creanțe identificate specific. Detaliu privind mișcările aferente ajustărilor pentru deprecierea creanțelor se regăsește la Nota 34.

11. Numerar și echivalente de numerar

Numerarul și echivalentele de numerar includ soldurile numerarului, depozitelor la vedere și a depozitelor cu maturități inițiale de până la 90 zile de la data constituirii care au o expunere nesemnificativă la riscul de modificare a valorii juste, fiind utilizate de Companie pentru managementul angajamentelor pe termen scurt.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Conturi curente la bănci și depozite, din care:	761.057	707.030
a) conturi curente la bănci și depozite activitatea curentă	89.564	200.420
b) conturi curente la bănci și depozite cu destinație specifică, din care	671.493	506.610
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	-	300.321
- numerar din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	1.886	3.903
- numerar din taxa de racordare	297.638	88.099
- fonduri europene	7	54
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie și dividende)	371.290	109.417
- fonduri modernizare	672	4.817
Casa	135	144
Alte echivalente de numerar	-	-
Total	761.192	707.174

Următoarele informații sunt relevante în contextul situației consolidate a fluxurilor de numerar:

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Conturi curente la bănci, depozite și alte echivalente de numerar	761.192	707.174
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionării lichidităților	(177.421)	-
Total numerar și echivalente de numerar în situația consolidată a fluxurilor de numerar	583.771	707.174

Numerarul este plasat la instituții financiare, considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță.

Rating/Perspectivă	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BBB+ / Stabilă	-	523.730
BBB+ / Negativă	116.971	-
AA- / Stabilă	11.747	10.531
A- / Stabilă	-	1.534
BBB- / Pozitivă	-	2.226
BBB- / Stabilă	1.041	19.795
BBB / Stabilă	58	63
BBB- / Negativă	18.508	-
BBB / Negativă	-	-
BB / Stabilă	152	153
BB+ / Stabilă	-	26
A+ / Stabilă	612.579	148.972
Total	761.057	707.030

Toate instituțiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

12. Alte active financiare

Alte active financiare includ depozitele bancare cu maturitate inițială mai mare de 90 zile.

La 31 decembrie 2025 nu sunt constituite depozite bancare cu maturitate inițială mai mare de 90 zile.

13. Capitaluri proprii

Capitalul social

În conformitate cu prevederile OUG nr. 86/2014 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, la data de 20 februarie 2015 a fost înregistrat în Registrul acționarilor Companiei transferul celor 43.020.309 acțiuni din contul Statului Român din administrarea Secretariatului General al Guvernului, în contul Statului Român în administrarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.

În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea și preluarea activităților Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului, care s-a desființat, și prin preluarea activității și a structurilor în domeniul întreprinderilor mici și mijlocii și mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Compania a funcționat sub autoritatea Ministerului Economiei până la data de 5 noiembrie 2019.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

La 31 decembrie 2025, acționarii CNTEE Transelectrica SA sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), Fondul de pensii administrat privat NN cu un număr de 4.007.688 acțiuni (5,47%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 16.839.437 acțiuni (22,97%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.682.141 acțiuni (6,38%).

La sfârșitul fiecărei perioade de raportare, capitalul social subscris și vărsat integral al Companiei, în sumă de 733.031.420 este împărțit în 73.303.142 acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 lei/acțiune și corespunde cu cel înregistrat la Oficiul Registrului Comerțului.

Structura acționariatului la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 este următoarea:

Acționar	31 decembrie 2025		31 decembrie 2024	
	Numar de acțiuni	% din capitalul social	Numar de acțiuni	% din capitalul social
Statul Român prin SGG	43.020.309	58,69%	43.020.309	58,69%
Alți acționari persoane juridice	16.839.437	22,97%	16.442.683	22,43%
PAVAL HOLDING	4.753.567	6,49%	4.753.567	6,49%
NN Group NV	4.007.688	5,47%	4.007.688	5,47%
Alți acționari persoane fizice	4.682.141	6,38%	5.078.895	6,92%
Total	73.303.142	100,00%	73.303.142	100,00%

Compania recunoaște modificările în capitalul social în condițiile prevăzute de legislația în vigoare și numai după aprobarea lor în Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor și înregistrarea acestora la Oficiul Registrului Comerțului.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, capitalul social se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Capital social (valoare nominală)	733.031	733.031
Soldul capitalului social	733.031	733.031

Acționarii au dreptul la dividende și fiecare acțiune conferă un drept de vot în cadrul adunărilor Companiei.

Prima de emisiune

Toate acțiunile emise în cadrul majorării de capital social ce a avut loc prin oferta publică inițială primară în anul 2006 au fost subscrise și plătite integral la prețul de emisiune. Prima de emisiune în valoare de 50.222 (49.843 la 31 decembrie 2024), respectiv diferența dintre prețul de emisiune a acțiunilor și valoarea nominală a acestora a fost înregistrată în contul de rezerve al Companiei.

Rezerve legale

Rezervele legale în sumă de 146.606 la 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024, reprezintă rezerve legale constituite conform legislației în vigoare aplicabilă și nu pot fi distribuite.

Rezerve din reevaluare

Rezervele din reevaluare sunt în sumă de **1.496.393** la 31 decembrie 2025 și în sumă de **1.596.896** la 31 decembrie 2024.

În anul 2025 au fost incluse în rezerve din reevaluare și rezervele din reevaluare în suma de 18.050 preluate de Teletrans în baza fuziunii cu societatea Formenerg, care în anul 2024 nu a făcut parte din perimetrul de consolidare.

Ultima reevaluare a imobilizărilor corporale clasificate în grupa 1 – *Construcții* și în Grupa 2 – *Instalații tehnice, mijloace de transport* înregistrate în patrimoniul privat al Companiei a fost efectuată la 31 decembrie 2023 de către societatea Appraisal & Valuation divizia de evaluări și consultanță din cadrul NAI România, evaluator independent autorizat de către Asociația Națională a Evaluatorilor Autorizați din România.

Politica Transelectrica este ca rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut. În acest caz, valoarea surplusului transferat ar fi diferența dintre amortizarea calculată pe baza valorii contabile reevaluate a activului și valoarea amortizării calculate pe baza costului inițial al activului. Transferurile din surplusul din reevaluare în rezultatul reportat nu se efectuează prin profit sau pierdere. Efectele în calculul impozitului pe profit, dacă există, care rezultă din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt recunoscute și prezentate în conformitate cu IAS 12 - Impozitul pe profit.

Rezervele din reevaluare nu pot fi distribuite direct acționarilor, ci doar ulterior transferului acestora în rezultatul reportat.

Alte rezerve

La 31 decembrie 2025, alte rezerve sunt în sumă de **299.170** față de **256.747** la 31 decembrie 2024. Creșterea soldului altor rezerve la 31 decembrie 2025 comparativ cu 31 decembrie 2024 în sumă de 42.423 se datorează, în principal, subvențiilor aferente imobilizărilor aparținând domeniului public primite pentru următoarele obiective de investiții:

- Relocare/prot. rețea înaltă tensiune 400 Kv - LEA 400 kV s.c Urechești-Domnești și LEA 400 kV s.c Brazi Vest-Domnești la intersecția cu Autostrada de Centură București - Km 0+000, Km 100+900, Lotul 3, Sector1, Km 85+300, Km 100+765 - Centura Sud, Sector 2, Km:0+00 – 15.326;
- Execuție lucrări relocare rețele electrice de înaltă tensiune - LEA 400 kV (220 Kv) Gutinaș -Focșani Vest circuit comun cu LEA 400 (220) kV Focșani Vest-Barboși și Autostrada Buzău –Focșani - Proiectare Execuție – 5.053;
- Relocare rețelelor 220 kV pentru Autostrada de Centură București, Km 0+000 - Km 52+770, LOT 4 Km 47+600 - Km 52+070 – 4.765;
- Relocarea rețelelor 220 kV pentru Autostrada de Centură Bucurșsti, km 0+000-km 100+900, Sector Centura Nord, km 0+000-km 52+770, LOT 3 km 39+000-km 47+600 – 4.296;

Rezultatul reportat

Rezultatul reportat la data de 31 decembrie 2025 este în sumă de **3.172.260** (31 decembrie 2024: **2.873.861**).

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează un rezultat reportat pozitiv datorat, în principal, de variația următoarelor elemente:

- înregistrarea transferului rezervelor din reevaluare pe măsura amortizării mijloacelor fixe în rezultatul reportat în sumă de **117.767 (135.761)** la 31 decembrie 2024);
- înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de **440.177** realizat la 31.12.2025 (**556.973** la 31 decembrie 2024);
- înregistrarea pierderii actuariale în rezultatul reportat în sumă de 21.911 (31 decembrie 2024, pierdere: 414). Această sumă a rezultat în urma aplicării prevederilor IAS 19 – Beneficiile angajaților (Nota 16).
- înregistrarea distribuirii profitului aferent anului 2024 ca dividende ce au fost alocate acționarilor în anul 2025 în sumă de 279.285 (20.525 la 31 decembrie 2024).

Dividende

Societățile din România pot distribui dividende din profiturile statutare, conform situațiilor financiare individuale statutare întocmite în conformitate cu reglementările contabile din România.

În data de 11 iunie 2025, Adunarea Generală a Acționarilor Societății a aprobat valoarea totală a dividendelor distribuite acționarilor din profitul anului 2024 în sumă de 279.285 (2024: 20.525). Valoarea dividendelor pe acțiuni distribuite a fost de 3,81 RON pe acțiune (2024: 0,28 RON/acțiune).

Din dividendele distribuite de Societate în sumă de 279.285 (2024: 20.525) au fost plătite dividende în suma de 278.796 (2024: 20.584 mii RON), diferența reprezentând dividende neridicate de acționari.

14. Venituri în avans

Veniturile în avans sunt reprezentate în principal de: tariful de racordare, alte subvenții pentru investiții, fonduri europene nerambursabile încasate de la Ministerul Fondurilor Europene, de la Ministerul Energiei, Secretariatul General al Guvernului, precum și venituri din utilizarea capacității de interconexiune.

Situația veniturilor în avans la 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2024
Venituri înregistrate în avans - alocare capacitate din interconexiune	3.955	3.955	6.728	6.728
Venituri înregistrate în avans - fonduri europene	2.632	2.632	3.335	3.335
Venituri înregistrate în avans - altele	1.221	1.221	-	-
Fonduri din tarif de racordare	506.334	7.789	296.793	7.155
Fonduri Europene	320.157	8.095	232.180	2.299
Alte subvenții	20.963	349	21.211	2.716
Total	855.261	24.041	560.247	22.232

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în perioada ianuarie - decembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	22.232	16.138
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	128.019	93.714
Încasări din fonduri europene	-	2.585
Încasări din alte fonduri	1.527	
Transfer din venituri în avans pe termen lung	3.778	(2.095)
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(130.792)	(88.040)
Venituri din fonduri europene	(723)	(70)
Sold la sfârșitul perioadei	24.041	22.232

Evoluția **veniturilor în avans pe termen lung** în perioada ianuarie – decembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	538.015	519.115
Subvenții racordare	259.419	47.520
Fonduri nerambursabile	29.754	43.189
PNRR	123.761	-
Transfer din venituri în avans pe termen scurt	(74.197)	(85.944)
Reluarea la venituri a subvențiilor	(45.532)	14.134
Sold la sfârșitul perioadei	831.220	538.015

15. Împrumuturi

Pentru anul 2025, mișcările aferente împrumuturilor se prezintă, după cum urmează:

	Valută	Rata dobânzii	Valoare contabilă
Sold la 1 ianuarie 2025			40.559
Trageri – activitate curentă- BCR	RON	ROBOR +comision	169.053
Rambursări, din care:			(24.239)
BEI 25709	EUR	3,60%	(12.096)
BEI 25710	EUR	3,856%+2,847%	(12.143)
Diferențe de curs valutar la data rambursării			452
Sold la 31 decembrie 2025			185.825

Împrumuturi pe termen lung

La data de 31 decembrie 2025, valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2024 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, soldul împrumuturilor pe termen lung contractate de la instituțiile de credit se prezintă, după cum urmează:

Descriere	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
BEI 25709 (i)	-	11.975
BEI 25710 (i)	8.116	19.928
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	8.116	31.903
Mai puțin: Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(6.645)	(23.985)
Total împrumuturi pe termen lung, net de ratele curente	1.471	7.918

Situația împrumuturilor pe termen lung la data de 31.12.2025:

Nr.crt	Denumire împrumut	Data acordării	Valoare initiala(valuta)	Sold la 31.12.2025 (valuta)	Sold la 31.12.2025 RON	Rata dobanda	Maturitate conform împrumut
1	BEI 25709	05.08.2010	32.500.000,00 EUR	-	-	3,596%	10.09.2025
2	BEI 25710	05.08.2010	32.500.000,00 EUR	1.591.880,29 EUR	8.116.202	3,856% și 2,847%	11.04.2028
Total					8.116.202		

Împrumuturile pe termen lung sunt detaliate după cum urmează:

a) și b) *Împrumut acordat de Banca Europeana de Investitii (BEI)*

Împrumuturile nr. BEI 25709 și BEI 25710 au fost acordate de BEI la 5 august 2010 pentru a finanța modernizarea și reabilitarea Rețelei Electrice de Transport din România. Valoarea fiecărui împrumut este de 32.500.000 EUR. Împrumutul nr. 25709 nu este garantat, în timp ce împrumutul nr. 25710 este garantat de BNP Paribas SA Sucursala București. Perioada de rambursare este de 15 ani, cu o perioadă de grație de 2 ani. Rambursarea se efectuează începând din 2012 și până în 2025 pentru împrumutul BEI 25709 (pe 10 martie și 10 septembrie a fiecărui an) și începând cu 2013 și până în 2028 pentru împrumutul BEI 25710 (pe 11 aprilie și 11 octombrie a fiecărui an). Rata dobânzii este 3,596% pentru împrumutul BEI 25709, iar pentru împrumutul BEI 25710 este de 3,856% și 2,847%.

Suma datorată la 31 decembrie 2025 pentru împrumutul BEI 25709 este de 0 EUR și pentru împrumutul BEI 25710 este de 1.591.880,29 EUR.

Acordul de împrumut BEI 25709 cuprinde anumite clauze financiare: (i) raportul dintre EBITDA și dobanzile aferente împrumuturilor pe termen lung plătite în cursul anului trebuie să fie cel puțin 4,2; (ii) raportul dintre

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

obligatiile pe termen lung si capitalurile proprii trebuie sa nu depaseasca 0,95; (iii) raportul dintre datoria totala neta si EBITDA sa fie de maxim 3,5.

Imprumutul BEI 25710 este garantat de catre BNP Paribas SA Sucursala Bucuresti. Contractul de garantare a fost incheiat la 20.12.2019 pentru o perioada de 3 ani., comision de garantare de 0,40% pe an calculat la 115% la valoarea creditului ramas de rambursat. In data de 31.10.2022 a fost semnat amendamentul nr. 2, amendament ce asigura garantarea creditului BEI 25710 pana la 11.11.2028. Pentru aceasta perioada comisionul de garantare este de 0.6% pe an calculat la 115% la valoarea creditului ramas de rambursat.

La data de 31 decembrie 2025, creditul BEI 25709 este rambursat in integralitate, drept urmare, nu a mai necesitat calculul indicatorilor financiari prevazuti in contractul de credit.

Porțiunea pe termen lung a împrumuturilor va fi rambursată, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Între 1 și 2 ani	980	6.483
Între 2 și 5 ani	490	1.435
Peste 5 ani	-	-
Total	1.471	7.918

Compania nu a efectuat activități de acoperire împotriva riscurilor aferent obligațiilor sale în monedă străină sau expunerii la riscurile asociate ratei dobânzii.

Toate împrumuturile pe termen lung aflate în sold la 31.12.2025 sunt purtătoare de dobândă fixă.

Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Porțiunea curentă a creditelor pe termen scurt	6.645	23.985
Credite bancare pe termen scurt	172.419	-
Linii de credit Smart și Teletrans	5.002	8.354
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	288	303
Total împrumuturi pe termen scurt	184.354	32.641

• **Împrumuturi contractate pentru activitatea curentă**

La data de 30.03.2022 Transelectrica a încheiat contractul de credit nr. C624 cu Banca Comercială Română pentru o perioadă de 12 luni pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub formă de descoperit de cont, în sumă de 175.000, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință **ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0% și un comision de 0,088%.**

La data de 04.01.2023 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 1 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect exinderea scopului liniei de credit și pentru acoperirea nevoilor temporare de capital de lucru și prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2023 la 30.03.2024).

La data de 27.03.2024 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 2 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2024 la 30.03.2025).

La data de 27.03.2025 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 3 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2025 la **30.03.2026**).

Linia de credit este garantată prin:

- ipotecă mobilă asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobilă asupra creanțelor rezultate din contractele privind contribuția pentru cogenerare de înaltă eficiență încheiate cu Electrica Furnizare SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, EON Energie România SA.

La data de 31 decembrie 2025 linia de credit este utilizată în proporție de 99%.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

• *Împrumuturi contractate de către Smart și Teletrans*

În luna august 2024, SMART SA a contractat doua facilități de credit multiprodus în lei (RON) de la Banca Comercială Română cu următoarea structură:

- a) 46 mil lei în scopul finanțării capitalului de lucru pe o **perioadă de 48 luni** cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (**ROBOR 3M + 1,65 p.p.**), din care: 15 mil lei credit de tip overdraft, cu caracter revolving (primele utilizări fiind pentru refinanțarea facilității acordate de către Exim – Banca Românească), 10 mil lei pentru finanțarea TVA aferentă investițiilor (proiect PNRR), cu caracter revolving și facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 46 mil lei.
- b) 37 mil lei în scopul finanțării capitalului de lucru **pe o perioadă de 36 luni** cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (**ROBOR 3M + 1,95 p.p.**), din care: 10 mil lei pentru finanțarea capitalului circulant în legătură cu realizarea lucrărilor aferente Contractelor de Lucrări (până la 4,5 mil lei pentru utilizări în legătură cu Proiectul Sunlight Ventures și până la concurența sumei de 10 mil lei utilizări în legătură cu Proiectul Black Sea Renewables, sublimitele pot fi utilizate în orice combinație) și facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 37 mil lei.

În data de 02.07.2025 prin Actele aditionale nr.1 perioada de utilizare a plafoanelor celor două facilități de credit multiprodus a fost prelungită până la data de **06.08.2026**.

La data de 31 decembrie 2025, tragerile în sold din plafoanele facilităților de credit multiprodus în sumă de 5.002.

c) În data de **3 februarie 2025** Teletrans a contractat de la Banca Comercială Română un credit de tip overdraft cu plafon de 10 mil. Lei, acordat pe o perioadă de **12 luni** cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (**ROBOR 3M + 0,75 p.p.**) în scopul finanțării activității curente.

În data de 27.01.2026 prin Actul aditional nr.1 perioada de utilizare a plafonului facilității de credit de tip overdraft a fost prelungită până la data de **02.02.2027**.

La data de 31 decembrie 2025, Teletrans nu prezintă sold aferent tragerilor din linia de credit.

16. Obligații privind beneficiile angajaților

Conform contractului colectiv de muncă, aplicabil în anul 2025, Grupul furnizează beneficii pe termen lung salariaților, în funcție de vechimea în muncă și vechimea în cadrul Companiei. Beneficiile acordate angajaților cu funcții de conducere sunt prezentate în Nota 32 - Salarizarea conducerii Companiei.

Calcululele actuariale referitoare la beneficiile post angajare și la alte beneficii pe termen lung au fost determinate de către un actuar autorizat, în baza contractului de servicii încheiat cu Proficariere SRL.

Obligațiile privind beneficiile angajaților se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Prime jubiliare	66.893	63.108
Beneficiile acordate incapacitate totală de muncă (invaliditate)	235	236
Prime de pensionare	19.737	42.926
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	1.570	1.792
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	408	411
Energie electrică gratuită acordată actualilor angajați la iesirea la pensie și actualilor pensionari	10.435	7.687
Total	99.278	116.159

Obligațiile privind beneficiile angajaților sunt în suma totală de 99.278 la data de 31 decembrie 2025, din care suma de 15.299 reprezintă porțiunea pe termen scurt.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	<u>Obligații termen scurt</u>	<u>Obligații termen lung</u>
Prime jubiliare	12.854	54.040
Beneficiile acordate incapacitate totală de muncă (invaliditate)	-	235
Prime de pensionare	1.631	18.106
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	-	1.570
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	-	408
Energie electrica gratuita acordata actualilor angajati dupa pensionare si angajatilor pensionati	814	9.621
Total	15.299	83.979

Ipotezele actuariale semnificative utilizate pentru a determina valoarea actualizată a obligației privind beneficiile definite

Rata de actualizare

- Datorită lipsei unor date structurale și volatilității randamentelor, au fost considerate dobânzile la investițiile fără risc, fără ajustări ale variațiilor („risk free rate spot no volatility adjustment”), publicate de către E.I.O.P.A. la finalul lunii decembrie 2025.

Inflația

- La data evaluării, conform Institutului Național de Statistică, rata anuală a inflației în luna decembrie 2025 comparativ cu luna decembrie 2024 a fost de 9,7%. Pentru a realiza proiecția, începând cu 2026, am modelat creșterea salarială ca fiind apropiată de rata de actualizare. Astfel, în anii următori, pentru a avea un set de date compatibile și imparțiale, creșterea salarială a fost considerată ca având o medie ponderată cu 1% mai mare decât valorile ratelor de actualizare.

Vârsta legală de pensionare

- În conformitate cu Legea nr. 360 din 29.11.2023, vârsta legală de pensionare este de 65 ani la bărbați și la femei, cu excepțiile prevăzute în Anexa nr. 5 la această lege. Astfel, pentru modelarea datei ieșirii la pensie au fost utilizate prevederile legale, ținând cont de specificul demografic al grupului de angajați.

Mortalitatea

- A fost utilizată Tabela de mortalitate a populației României, bărbați / femei, 2022, mediu urban (Sursa: Institutul Național de Statistică).

Migrația forței de muncă

- Pentru modelarea plecărilor din firmă, au fost utilizate valori ale migrației forței de muncă cu o medie ponderată de 2,1% anual, în concordanță cu valorile reale ale fiecăruia dintre grupurile de angajați din companii. Procentele utilizate pentru plecările din firmă tind către zero, odată cu creșterea vârstei - pentru persoanele care au vârstă mai înaintată se poate considera un procent de migrație a forței de muncă care scade către zero.

Taxe și impozite

- Toate taxele valabile la data de 31.12.2025 au fost incluse în calculul obligațiilor pentru pensionare.

Analiza maturităților obligațiilor prezente

Provizioane estimate, în funcție de durata până la maturitatea acestora	Obligații prime jubiliare	Obligații pensie	Obligații ajutor energie electrică pensionari - foști angajați	TOTAL
Durata <= 1 an	12.854	1.631	814	15.299
Durata >1 an și <=3 ani	10.142	557	1.574	12.273
Durata >3 ani și <=5 ani	11.211	3.991	1.533	16.735
Durata >5 an și <=10ani	15.442	6.364	3.576	25.381
Durata >10 ani	17.245	7.194	2.939	27.377
TOTAL	66.893	19.737	10.435	97.065

Durata medie ponderată a obligațiilor pentru pensionare, pentru firmele din grup, a fost de 9,08 ani.

Analiza sensibilității

	Obligații prime jubiliare	Obligații pentru pensionare	Obligații pentru invaliditate	Obligații pentru deces din alte cauze	Obligații pentru deces din accident de muncă	Obligații ajutor cotă energie electrică pensionari - foști angajați	Total obligații
Valori obligații la data raportării	66.893	19.737	235	1.570	408	10.435	99.278
Rata de actualizare +1%	62.587	18.163	233	1.548	404	9.596	92.530
Rata de actualizare -1%	71.824	21.546	237	1.587	411	11.398	107.003
Rata de creștere a salariilor +1%	72.410	21.520	248	1.587	430	11.379	107.574
Rata de creștere a salariilor -1%	61.991	18.154	223	1.547	387	9.596	91.898
Rata plecărilor din firmă +1%	66.780	19.119	234	1.636	405	10.399	98.573
Rata plecărilor din firmă -1%	67.024	20.426	236	1.501	410	10.471	100.067
Creșterea speranței de viață la naștere cu 1 an	66.923	19.936	235	1.441	408	10.912	99.855
Scăderea speranței de viață la naștere cu 1 an	66.859	19.506	235	1.721	407	9.937	98.665

Pentru evaluarea obligațiilor aferente beneficiilor angajaților, actuarul care a realizat raportul actuarial, a utilizat metoda creditului unitar proiectat. Această metodă presupune următoarele etape: colectarea și analizarea datelor, determinarea ipotezelor, calculul beneficiului care se plătește în cazul în care are loc evenimentul respectiv - utilizând proiecția valorilor financiare, apoi evaluarea valorii prezente a obligațiilor, având în vedere ratele de discount și probabilitățile de ieșire a persoanei respective din schema de beneficii.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

	31 decembrie 2024	Costul dobanzii	Costul serviciului curent	Platile din provizion	(Câștig)/Pierdere actuariala aferenta perioadei	31 decembrie 2025
Beneficiile aferente jubileelor ce vor fi acordate angajaților actuali	63.108	4.088	10.570	(7.734)	(3.138)	66.893
Beneficiile acordate pentru incapacitate totală de muncă (invaliditate)	236	14	10	-	(25)	235
Beneficiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	42.926	1.038	1.542	(1.060)	(24.709)	19.737
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	1.792	110	(82)	(172)	(78)	1.570
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	411	25	33	-	(61)	408
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitata actualilor angajati dupa iesirea la pensie	2.849	174	-	-	(3.023)	-
Beneficiile aferente achitării contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor pensionari	4.838	296	130	(814)	5.985	10.435
Total	116.159	5.745	12.203	(9.779)	(25.049)	99.278
	31 decembrie 2023	Costul dobanzii	Costul serviciului curent	Platile din provizion	(Câștig)/Pierdere actuariala aferenta perioadei	31 decembrie 2024
Beneficiile aferente jubileelor ce vor fi acordate angajaților actuali	55.221	4.224	10.708	(6.195)	(850)	63.108
Beneficiile acordate pentru incapacitate totală de muncă (invaliditate)	-	-	-	-	236	236
Beneficiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	31.159	1.970	7.328	(2.020)	4.488	42.926
Beneficiile acordate pentru deces din alte cauze	-	-	568	(62)	1.287	1.792
Beneficiile acordate pentru deces din accident de muncă	-	-	46	-	365	411
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitata actualilor angajati dupa iesirea la pensie	5.804	388	1.167	(295)	(4.216)	2.849
Beneficiile aferente achitării contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor pensionari	5.705	382	-	(352)	(896)	4.838
Total	97.888	6.964	19.817	(8.924)	414	116.159

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

17. Datorii comerciale și alte datorii

a) La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, datoriile comerciale și alte datorii se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori piața de energie	1.676.250	2.253.148
Furnizori de imobilizări	366.779	158.614
Furnizori alte activități	32.956	45.938
Sume datorate angajaților	18.392	16.143
Alte datorii	1.329.697	1.381.401
Total	3.424.075	3.855.244

La data de 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 1.676.250, respectiv 2.253.148, prezintă următoarea structură:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori – activitate operațională – energie	1.078.790	1.496.225
- furnizori - piața de echilibrare	517.983	711.977
- furnizori din schema de sprijin de tip bonus	79.477	44.946
pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență		
Total	1.676.250	2.253.148

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrica SA, Electrica Furnizare SA, Bursa Română de Mărfuri, Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București, OPCOM, CIGA Energy SA, Joint Allocation Office. La 31 decembrie 2025, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 81,53% (86,30% la 31 decembrie 2024).

Scăderea soldului "datoriilor aferente activității operaționale" din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă pentru cuplarea pieței de energie electrică. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, au fost influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" a fost determinată de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, comparativ cu trimestrul IV al anului 2024.

Creșterea "datoriilor aferente schemei de sprijin" către furnizori (producători) a fost determinată de creșterea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2025, față de luna decembrie 2024.

La data de 31 decembrie 2025, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 3.369 către CET Govora SA (bonus lunar de cogenerare și ante-supracompensare pentru anul 2015). Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât furnizorul (producătorul) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

Compania a solicitat furnizorului (producătorului) care nu a achitat facturile de supracompensare, acordul pentru efectuarea compensării datoriilor reciproce la nivelul minim al acestora prin Institutul de Management și Informatică (IMI) care gestiona unitar toate informațiile primite de la contribuabili, în baza prevederilor HG nr. 773/2019.

CET Govora nu a fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, motiv pentru care Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: "în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective" și a reținut de la plată

sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eșalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul 2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40.507.669.

În urma suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție. Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. Având în vedere prevederile Legii nr. 85/2014 - Legea insolvenței, Compania a sistat, începând cu data de 9 mai 2016, aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și achită lunar către CET Govora bonusul de cogenerare cuvenit de aceasta. Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei.

Creșterea soldului "furnizorilor de imobilizări" la 31 decembrie 2025 față de 31 decembrie 2024 s-a datorat achizițiilor de imobilizări care au fost receptionate spre finalul anului, dar pentru care termenul de plata este în anul 2026.

Datoriile către "furnizori alte activități" sunt reprezentate în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o scădere față de 31 decembrie 2024.

La 31 decembrie 2025, Compania nu înregistrează datorii restante către furnizori (bugetul de stat, bugetul local sau alte instituții publice).

Structura datoriilor înregistrate în „**alte datorii**” se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Creditori diverși	235.434	385.573
Clienți-creditori	683.811	850.989
Dividende de plată	622	134
Alte datorii	409.830	144.705
Total	1.329.697	1.381.401

➤ „Creditorii diverși”, în sumă de **235.434** la 31 decembrie 2025 (**385.573** la 31 decembrie 2024), reprezintă, în principal:

- poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 204.964.

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- ✓ valoarea contribuției de colectat de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, valoarea supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și
- ✓ valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte;

- 26.240 contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET;
 - 1.938 redevență trim IV 2025;
 - 1.219 garanții pentru participare la licitații, garanții de bună execuție și altele.
- "Clienții creditori", la data de 31 decembrie 2025, sunt în sumă de **683.811 (850.989)** la 31 decembrie 2024), din care 667.488 reprezintă sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling), SDAC (Single Day-ahead Coupling), FBMC (Flow Based Market Coupling) și IDA (Intra Day Auction), de la: BRM (411.669), IBEX (151.579), MAVIR (67.667), OPCOM (35.506) și JAO (1.066).
- La 31 decembrie 2025, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **622 (134)** la 31 decembrie 2024). Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- "Alte datorii", în sumă de **409.830 (144.705)** la 31 decembrie 2024), sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 372.524, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 34.996 și altele.

b) DATORII LEASING

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, prezintă următoarele maturități:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
In termen de 1 an	3.629	7.328
Între 1 și 5 ani	3.181	1.604
Peste 5 ani	-	-
Total	6.810	8.932

18. Provizioane

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, situația provizioanelor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Provizioane pentru litigii	24.199	25.885
Provizioane pentru contracte mandat	8.405	8.600
Provizioane pentru garanții acordate clienților	3.341	-
Alte provizioane	2.454	1.468
Total	38.399	35.953

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, evoluția provizioanelor se prezintă astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	35.953	67.191
Recunoaștere provizion	7.778	10.806
Reluare provizion	(5.331)	(42.045)
Total	38.399	35.953

Provizioanele pentru litigii aflate în sold la 31.12.2025, în sumă de **24.199**, sunt reprezentate în principal de provizioanele constituite pentru următoarele litigii:

- *Dosarul nr. 36755/3/2018 – reclamant Conaid Company SRL (17.216) – mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 30 – Angajamente și contingente.*

- Dosarul nr. 15561/3/2022 – reclamant SMART SA (4.467) - mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 30 – Angajamente și contingente.
- Dosarul nr. 3083/3/2020 - reclamant NUCLEARELECTRICA SA (1.473)

În data de 26.06.2020, Nuclearelectrica a chemat în judecată Compania pentru plata sumei de 1.291 reprezentând dezechilibru negativ și 182, dobândă legală.

După mai multe termene în care a fost amânată cauza (26.06.2020, 16.10.2020, 11.12.2020), din diverse motive, la termenul din 22.12.2020, Instanța a obligat Compania la plata către reclamantă a sumei de 1.291 lei, cu titlu de daune interese compensatorii, la plata actualizării acestei sume cu rata inflației de la data de 27.09.2018 și până la data plății efective, la plata sumei de 182 lei reprezentând dobândă legală penalizatoare calculată de la data de 27.09.2018 și până la data de 31.01.2020, precum și la plata în continuare a dobânzii legale penalizatoare, calculată de la data de 01.02.2020 și până la data plății efective. De asemenea, a obligat pârâta la plata către reclamantă a sumei de 23 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată, constând în taxă judiciară de timbru. A respins cererea pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată, ca neîntemeiată.

CNTEE Transelectrica SA a declarat apel. În ședința din data de 25.11.2021, Curtea de Apel București admite apelul. Schimbă în parte sentința civilă apelată, în sensul că: Respinge ca neîntemeiată cererea de chemare în judecată. Menține dispoziția primei instanțe de respingere ca neîntemeiată a cererii pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată. Obligă intimata-reclamantă la plata către apelanta-pârâtă a sumei de 21 cu titlu de cheltuieli de judecată în apel.

Nuclearelectrica a declarat recurs, recurs ce s-a suspendat până la soluționarea acțiunii în anulare a ordinului. Termen 12.10.2022.

În temeiul art. 413 alin. (1) pct. 1 C.proc.civ., suspendă judecata recursului declarat de recurenta-reclamantă Societatea Națională Nuclearelectrica S.A. împotriva deciziei civile nr. 1927/A/25.11.2021, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 2659/2/2020, aflat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție – Secția de Contencios Administrativ și Fiscal. Definitivă.

"Provizioanele pentru contracte de mandat", în sumă de 8.405 la data de 31 decembrie 2025 (8.600 la 31 decembrie 2024), reprezintă:

remunerația reprezentând componenta variabilă, compensația de neconcurență și a celei aferentă indemnizațiilor fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului pentru membrii revocați ai Consiliului de Supraveghere/ Directorat, respectiv pentru mandatele 2020-2024.

19. Impozitul pe profit

Impozitul pe profit pentru anii 2025 și 2024 se prezintă, după cum urmează:

	31 Decembrie 2025	31 Decembrie 2024
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	25.985	44.377
Cheltuiala/(Venitul) din impozitul amânat	(18.394)	(49.595)
Cheltuiala cu impozitul minim global Grup	(5.613)	5.613
Total	1.979	395

Impozitul pe profit curent și amânat al Companiei pentru anii 2025 și 2024 este determinat la o rata statutară de 16%, fiind în vigoare în anul 2025 și în anul 2024.

Impozitul minim global, aplicabil începând cu anul 2024 conform Legii nr. 431/2023 *privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni* a fost initial recunoscut si înregistrat în exercitiul financiar 2024 cu suma de 5.613, impozit pentru care obligația de declarare și plată este până la data de 30.06.2026. Impozitul minim global a fost determinat în baza legislației aplicabile la momentul efectuării calculelor, luând în considerare orientări suplimentare furnizate de Organizația pentru Cooperare și Dezvoltare Economică (OCDE), ca sursa de interpretare, cu scopul asigurării aplicării coerente a legislației în vigoare.

Ulterior, în anul 2025 pe baza clarificărilor suplimentare aduse Legii 431/2023, impozitul suplimentar național conform regulilor ODMTT se încadrează în prevederile Art. 53, astfel încât grupurile naționale de mari dimensiuni sau multinationale aflate în faza inițială de activitate internațională beneficiază de o reducere la zero a impozitului în primii 5 ani din momentul intrării în domeniul de aplicare al legii.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

Astfel, în urma reanalizării situației, în contextul clarificarilor suplimentare aduse acestor prevederi legale și luând în considerare corespondența primită de la ANAF, s-a constatat că impozitul minim global aplicabil societății este redus la zero. Prin urmare, valoarea înregistrată în 2024 cu impozitul minim global a fost reversată în 2025, asigurând respectarea cadrului legal aplicabil, conformitatea contabilă și prezentarea fidelă a situației poziției financiare și a contului de profit și pierdere ale societății, la data întocmirii situației financiare.

În baza amendamentelor aduse standardului IAS 12 – "Impozit pe profit", Compania nu a recunoscut impozit amânat în legătură cu impozitul minim efectiv aferent grupului.

Reconcilierea cotei efective de impozitare asupra impozitului pe profit:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Profit înainte de impozitul pe profit		
Impozit pe profit la rata statutară la o rată de 16%	61.328	102.441
	-	
Efectul cheltuielilor nedeductibile	20.731	29.396
Efectul veniturilor neimpozabile	(17.125)	(40.767)
Rezerva din reevaluare taxabilă	30.532	45.010
Profit reinvestit	(37.662)	(6.169)
Rezerva legală	(22)	(53)
Diferențe temporare	(18.394)	(49.595)
Impozitul minim global – grup TEL	(5.613)	5.613
Alte efecte	(31.797)	(85.480)
Cheltuiala netă cu impozitul pe profit	1.979	395

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

IMPOZITUL PE PROFIT AMANAT

Tabelul de mișcare privind datoria cu impozitele amânate în 2025 și 2024 se prezintă, după cum urmează:

Elemente	Sold la 31 decembrie 2023	Recunoscut in profit si pierdere	Recunoscut direct in AERG	Sold la 31 decembrie 2024	Recunoscut in profit si pierdere	Recunoscut direct in AERG	Sold la 31 decembrie 2025
Imobilizări corporale - durate de viață	42.144	864	-	43.008	22.486	-	65.494
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	290.843	(47.061)	6.014	249.797	(30.820)	787	219.765
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(6.237)	(1.310)	-	(7.547)	(813)	-	(8.360)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(15.716)	(2.869)	-	(18.585)	2.701	-	(15.884)
Estimat interconexiune	(5.760)	4.560	-	(1.200)	400	-	(800)
Provizioane pentru litigii	(4.254)	(543)	-	(4.797)	(693)	-	(5.489)
Ajustări stocuri	(2.217)	244	-	(1.973)	(532)	-	(2.505)
Alte elemente	(43.249)	(4.418)	-	(47.666)	14.478	-	(33.188)
Estimări furnizori producție	(2.448)	937	-	(1.511)	924	-	(587)
Ajustări creante	-	-	-	-	(25.755)	-	(25.755)
Imobilizari in curs	-	-	-	-	(475)	-	(475)
Ajustari actiuni detinute	-	-	-	-	(295)	-	(295)
Impozit (activ)/datorie	253.105	(49.595)	6.014	209.525	(18.394)	787	191.919

	Activ		Datorie		Net	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Imobilizări corporale - durate de viață	(4.392)	(50.101)	69.886	93.109	65.494	43.007
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	(30.820)	(47.061)	250.584	296.858	219.765	249.797
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(1.183)	(9.179)	(7.177)	1.632	(8.360)	(7.547)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(15.884)	(18.585)	-	-	(15.884)	(18.585)
Estimat interconexiune	(800)	(1.200)	-	-	(800)	(1.200)
Provizioane pentru litigii	(5.489)	(4.797)	-	-	(5.489)	(4.797)
Ajustări stocuri	(2.505)	(1.973)	-	-	(2.505)	(1.973)
Alte elemente	(33.188)	(47.666)	-	-	(33.188)	(47.666)
Estimări furnizori producție	(587)	(1.511)	-	-	(587)	(1.511)
Ajustări creante	(25.755)	-	-	-	(25.755)	-
Imobilizari in curs	(475)	-	-	-	(475)	-
Ajustari actiuni detinute	(295)	-	-	-	(295)	-
Impozit net (activ)/datorie	(121.374)	(182.074)	313.293	391.598	191.919	209.525

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

20. Rezultatul pe acțiune

La 31 decembrie 2025 și la 31 decembrie 2024, rezultatul pe acțiune este:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Rezultatul exercitiului din operatiuni continue	440.158	556.973
Numărul de acțiuni ordinare la începutul și sfârșitul perioadei	73.303.142	73.303.142
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	6,00	7,60

21. Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	15.967	18.859
TVA de plată	2.485	1.706
Impozit pe salarii	2.882	3.681
Alte impozite de plată	1.252	1.291
Total	22.585	25.537

La 31 decembrie 2025, Compania înregistrează obligații de plată pentru contribuțiile la fondurile de asigurări sociale, impozit pe salarii și alte impozite, obligații care au fost achitate în luna ianuarie 2026 (mai puțin suma de 17.326 lei ce reprezintă contribuție asiguratorie de munca aferentă concediilor de odihnă neefectuate).

22. Venituri din exploatare

Veniturile din exploatare cuprind veniturile realizate din prestarea de către Companie, pe piața de energie electrică, a serviciilor de transport și de sistem, alocarea capacității de interconexiune, servicii de operare a pieței de echilibrare și alte venituri.

În ceea ce privește momentul recunoașterii veniturilor, serviciile aferente pieței de energie, prestate de către Companie sunt transferate clientului în timp, iar termenele de plată sunt în concordanță cu prevederile contractuale, nu există nicio componentă financiară semnificativă, ținând cont că data scadentă este mai mică de un an. De asemenea, contractele cu clienții conform IFRS 15 nu conțin elemente variabile.

Tarifele aprobate de ANRE pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif mediu pentru serviciul de transport	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 60/26.08.2025 pentru perioada 01 septembrie – 31 decembrie 2025	-	-	-	12,79
Ordin nr. 21/27.05.2025 pentru perioada 01 iunie – 31 august 2025	-	-	-	7,04
Ordin nr. 99/20.12.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 31 decembrie 2025	3,29	33,03	-	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 septembrie 2024 – 31 mai 2025	-	-	-	11,51
Ordin nr. 15/29.05.2024 pentru perioada 01 iunie – 31 august 2024	-	-	-	12,84

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif mediu pentru serviciul de transport	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 116/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2024	-	-	-	9,17
Ordin nr. 109/20.12.2023 pentru perioada 01 ianuarie – 31 decembrie 2024	-	-	31,67	-

Începând cu 01 ianuarie 2025, ANRE aprobă tariful pentru serviciul de transport numai pe cele două componente: tariful de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și tariful pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL), conform Ordinului ANRE nr. 99/20.12.2024.

Modificarea valorii tarifului pentru serviciul de sistem de la 01 septembrie 2025 prin Ordinul ANRE nr. 60/26.08.2025 a fost determinată de aplicarea mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza aprobării tarifului intrat în vigoare la data de 01 iunie 2025 (Ordinul ANRE nr. 21/27.05.2025), în conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE.

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor la care s-au aplicat tarifele pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor (MWh)	51.730.518	51.824.802

Veniturile din exploatare realizate în anii 2025 și 2024 se prezintă, astfel:

	31decembrie2025	31 decembrie 2024
Venituri din serviciul de transport	1.854.503	1.619.446
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	337.165	282.080
Venituri din energia reactivă	1.868	1.660
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	23.884	25.790
Venituri din tranzacții CPT	45.834	95.481
Venituri din serviciul de transport – total	2.263.255	2.024.457
Venituri din servicii de sistem	564.253	571.078
Venituri din ajutoare de avarie	9.533	62.199
Venituri din servicii de sistem – total	573.786	633.277
Venituri privind piața de echilibrare	2.676.211	4.965.725
Venituri din alte prestații și alte venituri de exploatare	101.248	178.498
Alte venituri	101.248	178.498
Total venituri	5.614.500	7.801.956

Prezentăm situația clienților cu peste 10% din veniturile totale ale Grupului înregistrate în anul 2025, respectiv în anul 2024:

		31 decembrie 2025		31 decembrie 2024
CIGA ENERGY SA	1.010.478	18%	1.580.194	20%
ELECTRICA FURNIZARE SA	641.396	11%	1.129.433	16%
HIDROELECTRICA SA	634.306	11%	956.674	14%
CINTA ENERGY SA	471.727	8%	1.246.053	12%

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 235.056, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,18%, respectiv cu 94.284 MWh.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere în anul 2025 față de anul 2024 cu suma de 55.085, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Licitările pe granița România-Serbia, licitațiile pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria și cele pe termen scurt pe granițele cu Moldova și Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

În data de 8 iunie 2022, a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul a capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

Începând cu data de 27 octombrie 2021, granița România - Bulgaria a fost integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), capacitatea transfrontalieră dintre România și Bulgaria fiind alocată implicit.

Începând cu noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling). Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitațiile intrazilnice explicite sunt numai pe granițele cu Serbia și Moldova, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria). În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – “IDA” care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței. În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 68/2024 și al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 *pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră*, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Extinderea cuplării piețelor are ca efect uniformizarea prețului energiei în Europa, acesta fiind și unul dintre obiectivele principale ale Regulamentului (UE) 2015/1222 „de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”.

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova. În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare.

Începând cu data de 01 iulie 2024, Ucraina a aderat la mecanismul ITC și nu a mai fost considerată țară perimetrică. Prin urmare, schimburile luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova.

Astfel, în anul 2025, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o scădere de 1.906 comparativ cu anul 2024, cu următoarele mențiuni:

- ✓ deși schimburile de energie cu țările perimetrice luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova, acestea au crescut de circa 2,4 ori (de la 1.040.652 MWh în 2024 la 2.512.948 MWh în 2025);
- ✓ valoarea tarifului pentru schimburile cu țările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, respectiv 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, față de 3 EUR/MWh în 2024;
- ✓ în mod excepțional, în anul 2024 au fost înregistrate venituri și din decontările lunare ale lunilor martie și mai

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT sunt obținute din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ, rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și, respectiv, din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare.

Aceste venituri au fost mai mici în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 49.646.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică au fost mai mari decât cele realizate în anul precedent, ca urmare a creșterii energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării, precum și a prețurilor crescute pe această piață față de 2024.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost semnificativ mai mici, având în vedere că CPT înregistrat în anul 2025 a fost mai mic decât în anul precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici și chiar negative pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o scădere în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 6.824, determinată atât de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), cât și de diminuarea cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,18%, respectiv cu 94.284 MWh.

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de ANRE, tariful aprobat pentru serviciile de sistem a fost modificat în cursul anului 2025 datorită aplicării mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza aprobării tarifului intrat în vigoare la data de 01 septembrie 2024.

Pentru activitatea de servicii de sistem cadrul de reglementare specific acesteia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității respective. Astfel, potrivit reglementărilor ANRE, surplusul/deficitul de venit față de costurile recunoscute rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-a înregistrat surplusul/deficitul respectiv. Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

Venituri din ajutoare de avarie

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

La solicitarea OTS vecini, în cursul anului 2025 au fost acordate ajutoare de avarie în sumă totală de 9.533, către Ucraina (lunile octombrie, decembrie), Republica Moldova (lunile octombrie, noiembrie, decembrie) și Serbia (luna martie), pentru asigurarea energiei necesare acoperirii consumului intern din aceste țări, pe fondul conflictelor armate de pe teritoriul Ucrainei, respectiv opririlor accidentale de grupuri din țările vecine etc. Aceste venituri au fost mai mici în anul 2025 comparativ cu anul 2024 cu suma de 52.666.

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o scădere semnificativă în anul 2025 față de anul 2024, cu suma de 2.285.514, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- evoluția producției centralelor aflate în perioada de probă;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală.

23. Cheltuieli pentru operarea sistemului și piața de echilibrare

Cheltuielile pentru operarea sistemului și din piața de echilibrare realizate în anii 2025 și 2024 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	541.398	609.330
Cheltuielile cu congestiile	-	107
Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET	38.508	45.850
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	17.443	12.840
Cheltuieli cu ITC (Inter TSO Compensation)	43.474	47.486
Total cheltuieli pentru operarea sistemului	640.831	715.613
Cheltuieli privind serviciile de sistem	705.985	523.611
Cheltuielile privind piața de echilibrare	2.676.254	4.965.535
Total	4.023.069	6.204.759

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

Acestea reprezintă cheltuieli cu achiziția de energie electrică de pe piața liberă de energie electrică, respectiv Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața de Echilibrare (PE) și Piața Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) în rețeaua electrică de transport (RET).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mici cu suma de 67.925 în anul 2025 comparativ cu anul 2024, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- ✓ datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică, la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- ✓ ca urmare a condițiilor meteorologice și a fluxurilor pe liniile de interconexiune, valoarea CPT înregistrată în anul 2025 a fost mai mică decât cea înregistrată în anul precedent;
- ✓ eliminarea mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) cu preț reglementat

de la 1 aprilie 2024, precum și eliminarea schemelor de plafonare a prețurilor la energie electrică și gaze începând cu 1 iulie 2025 au condus la creșteri ale prețului pe piețele pe termen scurt;

- ✓ creșterea prețurilor de pe piața europeană de energie, reducerea capacităților interne pe bază de combustibili convenționali și dependența de producția volatilă din regenerabile crește dependența de importuri în perioadele de cerere ridicată și astfel prețul pe piața spot. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU în anul 2025 a fost mai mare față de prețul din anul anterior;
- ✓ prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână;
- ✓ începând cu data de 1 iulie 2024 au intrat în vigoare o serie de modificări ale Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, în conformitate cu cerințele codurilor Europene, care au condus la prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare. Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, putând varia foarte mult, dar situându-se totuși sub valorile maxime din anul 2024. Consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost mai mic față de anul anterior, conducând la costuri rezultate din acoperirea dezechilibrelor de energie pe această piață mai mici față de anul 2024.

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET și RED

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu 7.341 în anul 2025 comparativ cu anul 2024.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În anul 2025 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 17.443, mai mari cu 4.603 comparativ cu anul 2024. Prin deciziile ANRE nr. 2780/20.12.2024 și nr. 2781/20.12.2024, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2025, pentru societățile Rețele Electrice România S.A. și Distribuție Energie Oltenia S.A.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din țările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În anul 2025, aceste cheltuieli au fost mai mici cu 4.011 față de anul 2024.

Factorii care influențează valorile costurilor/veniturilor cu mecanismul ITC sunt schimburile de energie electrică – import, export, tranzit pe liniile de interconexiune ale SEN, corelate cu fluxurile de energie electrică tranzitate la nivelul tuturor țărilor participante la mecanism.

Cheltuieli privind serviciile de sistem (capacitatea de echilibrare)

Cheltuielile privind serviciile de sistem au înregistrat o creștere semnificativă în anul 2025 comparativ cu anul 2024 în sumă de 182.373.

Achiziția capacității de echilibrare se efectuează în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, cu modificările și completările ulterioare.

În anul 2025, CNTEE Transelectrica SA a contractat Energia Reactivă de la Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA., conform:

- deciziei ANRE nr. 2281/29.10.2024 privind acordarea derogării pentru operatorul de transport și de sistem la achiziționarea pe bază de piață a serviciului energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în rețea;

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

- hotărârii CNTEE Transelectrica SA nr. 218/12.12.2024 prin care au fost aprobate prețurile maxime pentru achiziționarea serviciului de sistem energie reactivă aferent reglajului tensiunii în rețeaua electrică de transport;
- realizărilor confirmate de Dispeceratul Energetic Național.

Precizăm faptul că în concordanță cu tendința constatată pe piața de echilibrare s-a manifestat o creștere accentuată a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere începând cu luna mai 2025. Dacă în primele cinci luni ale anului prețurile medii au oscilat între 15 și 23 lei/hMW, în luna iunie 2025 s-a înregistrat o explozie a valorilor, cu o medie generală de peste 108 lei/hMW. Această creștere nu este justificată nici de modificări semnificative ale cererii sau ofertei, nici de factori tehnici obiectivi, ci reprezintă o modificare bruscă și unilaterală a comportamentului de ofertare al unui grup restrâns de participanți. Ofertele transmise de anumiți producători în luna iunie 2025 au atins valori cuprinse între 100 și 999 lei/hMW, cu prețuri repetate de 500, 700 și chiar 999 lei/hMW. Producători precum CE Oltenia, Electrocentrale Craiova, BEPCO, INGKA Investments Renewable Energy România și True Energy Management au avut un comportament complet divergent față de celelalte luni, în care aceiași ofertanți existenți în piață aveau prețuri în jurul valorii de 15 lei/hMW.

De asemenea, începând din luna septembrie 2025 până în luna decembrie 2025 s-a manifestat o reducere abruptă a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere de la 213,11 lei/hMW la 4,69 lei/hMW. Această reducere este justificată de redimensionarea rezervelor la nivelul DEN și de comportamentul de ofertare al participanților la piață.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în anul 2025, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRfa la creștere și reducere de putere și un trend de creștere al prețului de achiziție pentru RRfm la reducere de putere în perioada mai 2025 – august 2025, respectiv un trend de reducere abruptă a prețului de achiziție pentru RRfm la reducere de putere în perioada septembrie 2025 – decembrie 2025:

- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRfa la creștere – 60,54 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 33,34 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRfa la reducere – 62,76 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 23,05 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRfm la creștere – 36,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 37,54 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRfm la reducere – 32,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 137,11 lei/hMW.

Cheltuieli privind piața de echilibrare

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în anul 2025, în sumă de 2.676.254, au fost semnificativ mai mici, respectiv cu suma de 2.289.282, față de cele realizate în anul 2024. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață și sunt influențate semnificativ de evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național, contextul european de evoluție al pieței de energie electrică și modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

24. Amortizare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	301.970	288.595
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	9.557	8.719
Total	311.527	297.314

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de **301.970** (288.595 la 31 decembrie 2024) reprezintă amortizarea înregistrată în anul 2025, calculată la valoarea justă a activelor la 31 decembrie 2024, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale recunoscute conform IFRS 16 sunt în sumă de **9.557** (8.719 la 31 decembrie 2024). Grupul își desfășoară parțial activitatea în spații de birouri închiriate. Potrivit IFRS 16 – *Contracte de leasing*, se recunoaște dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum din str. Olteni nr. 2-4, ca activ evaluat la nivelul chiriei de achitat până la finele contractului de închiriere. Activul recunoscut conform IFRS 16 se amortizează la nivelul chiriei lunare și se

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

Înregistrează în cadrul indicatorului „cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale”. Totodată începând cu anul 2025 se recunoaște dreptul de utilizare aferent vehiculelor intrate prin intermediul unui contract de leasing.

25. Cheltuieli cu personalul

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Cheltuieli cu personalul, din care:	541.951	489.463
Cheltuieli cu salariile personalului	457.326	432.040
Cheltuieli sociale	15.734	16.007
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaților	23.743	24.145
Cheltuieli aferente contractului de mandat și a altor comitete, comisii	6.680	6.214
Cheltuieli privind asigurările și protecția socială	40.784	32.826
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale și asimilate	(2.270)	(21.761)
Alte cheltuieli	(46)	(8)

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în anul 2025 înregistrează o creștere în sumă de 52.488 comparativ cu anul 2024 determinată, în principal, de:

- creșterea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu salariile personalului, cheltuieli aferente contractelor de mandat, cheltuieli privind asigurările și protecția socială potrivit prevederilor legale aplicabile;
- actualizarea provizioanelor constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații în baza contractelor de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024 (conform calculului actuarial);
- reluarea la venituri a unei părți din provizioanele constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând componenta variabilă aferentă pachetelor de OAVT-uri alocate și nevalorificate pe perioada mandatelor executate în perioada 2013-2017 și compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024, concomitent cu plățile efectuate în baza sentințelor judecătorești executorii, primite de Companie;
- actualizarea provizionului pentru obligațiile privind beneficiile angajaților (conform calculului actuarial).

ii) Numărul de salariați

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, numărul efectiv al angajaților cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă, astfel:

Număr salariați	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Transelectrica SA	2.018	2.026
Smart SA	599	599
Teletrans SA	235	234

26. Alte cheltuieli din exploatare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	160.092	142.963
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	1.229	1.255
Cheltuieli cu redevențele și chirile	8.140	7.115
(Venituri)/Cheltuieli nete de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante	-	(12.722)
Alte cheltuieli	26.005	34.692
Total	195.466	173.302

În anul 2025, aceste cheltuieli au înregistrat o creștere în sumă comparativ cu anul 2024, determinată, în principal, de variația unor elemente de cheltuieli, cum ar fi:

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

- creșterea cheltuielilor privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate, prin introducerea în anul 2025 a impozitului pe construcții, în conformitate cu prevederile OUG nr. 156/2024 privind unele măsuri fiscal-bugetare în domeniul cheltuielilor publice pentru fundamentarea bugetului consolidat pe anul 2025, pentru modificarea și completarea unor acte normative, precum și pentru prorogarea unor termene;
- creșterea altor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu protecția civilă și paza, cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu mentenanța Teletrans, cheltuieli cu primele de asigurare, cheltuieli privind cotizațiile internaționale etc.;
- creșterea cheltuielilor cu redevențele și chirile, din care în anul 2025 s-au înregistrat cheltuieli cu redevența în sumă de 7.513, mai mari cu 933 comparativ cu anul 2024;
- recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei a trei ieșiri din imobilizări corporale în curs de execuție, așa cum au fost prezentate în Nota nr. 5 „Imobilizări corporale”;
- diminuarea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli privind mărfurile (valorificarea deșeurilor rezultate în urma efectuării lucrărilor de mentenanță/retehnologizări/modernizări stații), cheltuieli privind consumul administrativ de energie, cheltuieli cu deplasările, cheltuieli cu pregătirea personalului etc.;
- diminuarea cheltuielilor privind OAVT-urile plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță (bonusul de performanță aferent Certificatelor OAVT acordate foștilor membri executivi și neexecutivi și nevalorificate, remunerare conform contractelor de mandat încheiate în perioada 2013 – 2017) și a cheltuielilor plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță acordate foștilor membri executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024.

Cheltuielile cu chirile reprezintă sume aferente chirilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaștere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spații) și sunt recunoscute în contul de profit și pierdere. Din totalul cheltuielilor cu chirile valoarea redevenței este de 7.513.

O creștere cu 10% a veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice ar fi reprezentat o creștere a cheltuielilor cu redevența cu 751 pentru anul 2025 și cu 658 pentru anul 2024.

Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevența se plătește trimestrial și se înregistrează lunar cheltuiala cu redevența. În anul 2024 s-a înregistrat o cheltuială cu redevența în sumă de 6.581.

În anul 2025 poziția (Venituri)/Cheltuieli nete de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante în sumă de 10.252, este prezentată diferit, respectiv în Nota 10 Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor în sumă de 6.452 și în Nota 9 (Câștiguri) / Pierderi depreciere stocuri în sumă de 3.343.

27. Alte câștiguri sau pierderi

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	2.812	-
(Câștiguri) / Pierderi depreciere imobilizări corporale	(7.227)	-
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	828	-
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(261)	-
Total	(3.848)	-

În anul 2025 s-a întocmit o nouă notă explicativă pentru reflectarea separată a altor câștiguri sau pierderi din exploatare. Pentru conformitate și comparabilitate cu prezentarea curentă s-au reflectat și sumele aferente anului 2024 în sumă totală de 3.294, astfel:

- (Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale în suma de 2.136
- (Câștiguri) / Pierderi depreciere imobilizări corporale în suma de 9
- (Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare în suma de 1.149.

În anul 2025, aceste cheltuieli au înregistrat o diminuare comparativ cu anul 2024, determinată, în principal, de înregistrarea unor cheltuieli de exploatare cu pierderi din creanțe (REGIA AUTONOMĂ

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE SA), de reluarea la venituri a ajustărilor pentru deprecierea imobilizărilor aferente investiției în curs de execuție declassată, a ajustării pentru deprecierea obiectivului de investiții „LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României”, precum și de înregistrarea diferențelor de curs valutar aferente activității operaționale etc.

28. Rezultat financiar net

	31decembrie2025	31 decembrie 2024
Venituri din dobânzi	11.898	7.217
Venituri din diferențe de curs valutar	1.009	4.965
Alte venituri financiare	22.185	14.697
Total venituri financiare	35.091	26.879
Cheltuieli privind dobânzile	(8.391)	(10.009)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(2.470)	(6.797)
Alte cheltuieli financiare	(12)	(399)
Total cheltuieli financiare	(10.872)	(17.204)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor	(378)	-
Rezultatul financiar net	23.841	9.675

În anul 2025 Grupul a considerat prezentarea unor elemente prezentate în anul 2024 la categoria "Rezultat financiar net", prin maparea diferențelor de curs valutar aferente activității operaționale la categoria nou introdusă denumită "Alte câștiguri sau pierderi" în sumă de 828, comparativ cu anul 2024 când diferențele de curs valutar aferente activității operaționale au fost în sumă de (96).

La data de 31 decembrie 2025, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de **23.841**, mai mare cu 14.167 față de anul anterior (9.675 la 31 decembrie 2024), influențat, în principal, de creșterea veniturilor din dividende încasate de la OPCOM SA în sumă totală de 22.124, precum și de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

La 31 decembrie 2025, în valoarea totală de 8.391(cheltuieli privind dobânzile) (10.009 la 31 decembrie 2024), suma de 527 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing (524 la 31 decembrie 2024).

Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor reprezintă partea din rezultatul aferent entității controlate în comun GECO Power Company. La data de 31 decembrie GECO a înregistrat pierdere, cota Companiei din aceasta pierdere reprezentând astfel o cheltuială în valoare de **378**.

Cursul de schimb al monedei naționale înregistrat la 31 decembrie 2025 comparativ cu cel înregistrat la 31 decembrie 2024, se prezintă, astfel:

Moneda	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Lei / Euro	5,0985	4,9741

29. Cadrul legislativ fiscal

Cadrul legislativ-fiscal din România și implementarea sa în practică se modifică frecvent și face subiectul unor interpretări diferite din partea diverselor organe de control. Declarațiile de impozit pe profit fac subiectul reviziei și corecțiilor autorităților fiscale, în general pe o perioadă de cinci ani după data completării lor. Conducerea consideră că a înregistrat în mod adecvat obligațiile fiscale în situațiile financiare. Totuși, persistă riscul ca autoritățile fiscale să adopte poziții diferite în legătură cu interpretarea acestor aspecte. Impactul acestora nu a putut fi determinat la această dată.

Control ANAF

Începând cu data de 22 decembrie 2025, Compania face obiectul unei inspecții fiscale (ANAF – Direcția Regională a Finanțelor Publice Iași – Administrația Județeană a Finanțelor Publice Neamț) având ca obiect:

- verificarea legalității și conformității declarațiilor fiscale și/sau operațiunilor în legătură cu stabilirea bazelor de impozitare și a obligațiilor fiscale principale privind:
 - a) taxa pe valoare adăugată în perioada 01.01.2019 – 31.12.2023;
 - b) impozit pe profit în perioada 01.01.2019 – 31.12.2023.
- verificarea respectării prevederilor fiscale și contabile;
- verificarea altor aspecte relevante pentru impozitare.

La data întocmirii prezentor situații financiare, inspecția fiscală este în desfășurare nefiind emis un raport de inspecție fiscală și nici o decizie de impunere.

Conducerea Companiei consideră că obligațiile fiscale au fost calculate și declarate în conformitate cu prevederile legislației fiscale în vigoare. Pe baza informațiilor disponibile la data întocmirii situațiilor financiare, nu au fost identificate ajustări care să conducă la înregistrarea unui provizion pentru riscuri și cheltuieli.

- *SMART – D.G.*

În data de 12.01.2026 D.G. a efectuat un control pentru verificarea aspectelor sesizate prin petiție, sub aspectul legislației și realității operațiunilor economico-financiare semnalate pe perioada 01.01.2021 – 31.12.2025.

În eventualitatea în care, în urma finalizării inspecțiilor, autoritățile fiscale vor stabili diferențe suplimentare de plată, acestea vor fi recunoscute în situațiile financiare ale exercițiului în care vor deveni certe și cunoscabile.

30. Angajamente și contingente

➤ Angajamente

La 31 decembrie 2025, Grupul avea angajamente în valoare de 2.484.362 lei (1.391.498 la 31 decembrie 2024) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și rețehnologizarea rețelei de transport.

➤ Terenuri utilizate de Grup

Conform politicii Grupului, situațiile financiare includ doar valoarea terenurilor pentru care s-au obținut certificate de atestare a dreptului de proprietate la data situațiilor financiare.

Potrivit Legii nr. 99/1999, în cazul în care Compania obține certificatul de atestare a dreptului de proprietate pentru un teren după momentul privatizării, terenul va fi considerat aport în natură al Statului român.

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor a aprobat prin Hotărârea nr. 7/28.05.2020 majorarea de principiu a capitalului social al CNTEE Transelectrica SA cu aportul în natură reprezentat de valoarea unui număr de 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate și înaintarea către Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București și a propunerii de desemnare a JPA Audit și Consultanță SRL în calitate de evaluator autorizat ANEVAR pentru evaluarea în condițiile legii a aportului în natură care face obiectul majorării capitalului social.

Ca urmare a validării de către ORCTB a propunerii Adunării generale a acționarilor privind expertul, JPA Audit și Consultanță SRL în calitate de evaluator autorizat ANEVAR a întocmit și comunicat Companiei Raportul de evaluare nr. 21278/10.05.2019, actualizat prin Raportul de evaluare nr. 1158/10.01.2022 în care se stabilește valoarea justă a terenurilor la data de 30.09.2021.

Până la data de 31.12.2025 au existat opinii diferite asupra aplicării/interpretării legislației incidente respectiv a legislației privatizării și a legislației pieței de capital, iar CNTEE Transelectrica SA se află în imposibilitatea obiectivă de a majora capitalul social cu valoarea celor 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate și pentru care expertul JPA Audit și Consultanță SRL a stabilit o valoare justă.

➤ Litigii în curs

Conducerea analizează periodic situația litigiilor în curs, iar în urma consultării cu reprezentanții săi legali decide necesitatea creării/anulării unor provizioane pentru sumele implicate sau a prezentării acestora în situațiile financiare.

Având în vedere informațiile existente, conducerea Grupului consideră că la data încheierii prezentelor situații nu există litigii în curs semnificative, cu excepția următoarelor:

- **REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE (RAAN)**

Dosar: 9089/101/2013

Obiect dosar: faliment

Valoare în litigiu: 19.113

Stadiu dosar: După mai multe amânări pentru continuarea procedurii falimentului, respectiv pentru încasarea creanțelor, valorificarea bunurilor, precum și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare, a fost fixat următorul termen de judecată în data de **25.03.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.517.

Dosar: 28460/3/2017

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta R.A.A.N. solicită obligarea subscrisei la plata sumei de 12.346, reprezentând contravaloare bonus perioada noiembrie 2015-aprilie 2016 și regularizare bonus în valoare de 11.024, precum și suma de 1.322, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal.

Valoare în litigiu: 12.346

Stadiu dosar: La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Suma de 12.346 a fost achitată de către Companie în mai 2024.

Dosar: 3694/3/2016

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta R.A.A.N. solicită obligarea subscrisei la plata sumei de 12.727.102 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500031 din 24.04.2015, seria SRTF nr. 1500033 din 22.05.2015, seria SRTF nr. 1500036 din 22.06.2015, seria SRTF nr. 1521311 din 23.07.2015, seria SRTF nr. 1500041 din 17.08.2015, seria SRTF nr. 1500045 din 23.09.2015, seria SRTF nr. 1521339 din 26.10.2015 și seria SRTF nr. 1521282 din 8.04.2015, precum și suma de 2.918 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500059 din 31.12.2015 și seria SRTF nr. 1500060 din 31.12.2015.

Valoare în litigiu: 15.699

Stadiu dosar: În data de 03.06.2024, s-a admis apelul, s-a schimbat în tot sentința apelată, în sensul că: s-a admis cererea de chemare în judecată. A fost obligată pârâta să plătească reclamantei suma de 12.727, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.918, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturi serie SRTF, cu drept de recurs.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul din data de 16.10.2025 ICCJ respinge recursul declarat de recurenta-pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva deciziei civile nr. 898 A din 3 iunie 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Suma de 15.699 a fost achitată de Companie în iunie 2024.

• **CURTEA DE CONTURI A ROMÂNIEI**

În perioada septembrie 2023 – ianuarie 2025, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Tema auditului de conformitate a fost „situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2020-2022” la CNTEE Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării misiunii de audit, Departamentul IV al Curții de Conturi a României a emis Raportul de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025, aprobate prin Hotărârea Plenului nr. 47/23.01.2025, prin care au fost stabilite un număr de 17 recomandări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (dosar nr. 5244/2/2025) prin care a solicitat următoarele:

- a) anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- b) anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- c) suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- d) cheltuieli de judecată.

Dosar: 5244/2/2025

Obiect dosar: litigii Curtea de Conturi (Legea Nr.94/1992) hotărârea nr. 47/23.01.2025

Stadiu dosar:

La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecătorească Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanța respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecătorească Pavelescu Silvia. Termen de judecată: **31.03.2026**

• **OPCOM**

Dosar: 22567/3/2019

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta CNTEE Transelectrica SA a solicitat instanței ca prin hotărârea ce o va pronunța să dispună:

- obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 4.517, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloarea TVA-ului aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții "Electricity Market Project";
- obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 1.294 aferentă facturilor TEL 19 T00 nr. 17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019, reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.
- obligarea părții OPCOM SA la plata cheltuielilor de judecată.

Valoare în litigiu: 5.811

Stadiu dosar:

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Soluția CAB conform hotărârii nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11 cu titlu de cheltuieli de judecată. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. . În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. **Definitivă.** Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou 22567/3/2019* cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 29-cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025. Transelectrica **a declarat recurs.**

La termenul din 24.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Pentru sumele prezentate mai sus, Compania înregistrează ajustări pentru deprecierea creanțelor (debit principal și penalități aferente).

Dosar: 24242/3/2021

Obiect dosar: OPCOM solicită constatare nulitate act – aport în natură

Valoare în litigiu: Diminuare aport capital social de la 22.587 la suma de 2.316. Micșorarea numărului de acțiuni deținute de Transelectrica la OPCOM.

Stadiu dosar: În data de 07.11.2023 Soluția TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

OPCOM a declarat apel. La termenul de judecată din data de 13.03.2025 a fost respins apelul ca nefondat și a fost obligată reclamanta la plata către stat a sumei de 180 reprezentând taxa judiciară de timbru.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosar: 44380/3/2024

Obiect dosar: pretenții și încheiere act adițional, cval. servicii calculare drepturi de încasat și obligații de plată ale tranzacțiilor realizate de PRE și PPE plus dobândă legală

Valoare în litigiu: 2.914 ce reprezintă contravaloarea serviciilor prestate de către OPCOM în favoarea Transelectrica în temeiul Contractului nr. C 707/2022, pentru calcularea drepturilor de încasat și a obligațiilor de plată ale tranzacțiilor realizate de participanții la piața de echilibrare și ale dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea în perioada 01.01.2023 - 29.02.2023.

Stadiu dosar: La termenul din data de 13.01.2026, în vederea administrării probelor propuse, amână judecarea cauzei la data de **10.03.2026**. La acest termen, instanța amână judecarea cauzei la data de **05.05.2026**.

La 31 decembrie 2025, Compania nu are înregistrat provizion pentru acest litigiu.

• **CONAID COMPANY SRL**

Dosar: 36755/3/2018

Obiect dosar: pretenții și constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012

Valoare în litigiu: 17.216 paguba suferită și 100.000 euro beneficiu nerealizat estimat

Stadiu dosar:

Soluția TMB: Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Conaid a declarat apel.

Soluția CAB: Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă.**

Pentru suma de 17.216 lei CNTEE Transelectrica a constituit provizion în anul 2019.

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosar: 2494/115/2018* / 2494/115/2018**

Obiect dosar: pretenții sumă reprezentând chirii teren aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adaugă dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă

Valoare în litigiu: 17.038

Stadiu dosar: La termenul din 27.02.2025 instanța respinge excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica S.A. Califică excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. Respinge cererea de chemare în judecată

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

formulată de pârâțul Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.
Municipiul Reșița a declarat apel. Termen fixat în data de **21.04.2026**.

Compania este implicată în litigii în contradictoriu cu SMART după cum urmează:

Dosar: 15561/3/2022

Obiect dosar: SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei 4.467 reprezentând cuantumul obligațiilor fiscale aferente veniturilor majorate ca urmare a majorării bazei de impozitare rezultată din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + cheltuieli de judecată.

Valoare în litigiu: 4.467

Stadiu dosar: La termenul din 20.03.2025 instanța admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467 precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.194 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51 cu titlu de taxa de timbru și suma de 3.000 lei cu titlu de onorariu de expert. Transelectrica **a declarat apel**.

La termenul din 20.02.2026 instanța amână judecarea cauzei cu acordul părților și acordă termen de judecată la data de **08.05.2026**, pentru ca intimata să ia la cunoștință notele de ședință depuse de către apelantă.

Pentru suma de 4.467, CNTEE Transelectrica a constituit provizion în anul 2022.

➤ **ALTELE**

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Total Electric Oltenia SA, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Bacău, CET Govora, Nuclearelectrica, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL Menarom PEC SA Galați, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, PET Communication, ISPE, Grand Voltage SRL, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy și alții).

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cu privire la contractele de mandat încheiate între Companie și aceștia. Pentru aceste litigii, Compania are constituit provizion.

➤ **Garantii**

La 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024, garanțiile se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Garanții acordate, din care:	316.014	537.109
- scrisori de garanție acordate – producție	124.602	157.286
- scrisori de garanție acordate – investiții	16.412	29.823
- alte garanții acordate	175.000	350.000
Garanții primite, din care:	1.130.453	821.959
- scrisori de garanție primite – producție	302.538	327.366
- scrisori de garanție primite – investiții	780.058	446.737
- alte garanții primite	47.857	47.856

Provizioanele pentru costul preconizat al obligațiilor de garanție privind vânzarea de bunuri sunt recunoscute la data vânzării produselor relevante, la cea mai bună estimare a directorilor privind cheltuielile necesare pentru stingerea obligației grupului.

Garanțiile legate de vânzări nu pot fi achiziționate separat și servesc drept asigurare că produsele vândute respectă specificațiile convenite. În consecință, grupul contabilizează garanțiile în conformitate cu IAS 37 Provizioane, Datorii contingente și Active contingente.

Garanții acordate

Compania este obligată conform Licenței de funcționare nr. 161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, precum și a serviciilor de echilibrare a sistemului, acordată prin Decizia

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

președintelui ANRE nr. 865/22.12.2000, cu modificările și completările ulterioare, să constituie și să mențină o garanție financiară de 1% din cifra de afaceri asociată activităților autorizate prin licență, aferente ultimului exercițiu încheiat, care să asigure prestarea cu continuitate a activităților ce fac obiectul licenței, cu luarea în considerare a riscurilor majore ce pot afecta aceste activități și care să acopere eventualele daune solicitate conform prevederilor contractuale încheiate. În vederea respectării acestei obligații, Compania a încheiat la data de 01.02.2022 un contract de credit cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în sumă de 23.268 cu valabilitate în perioada 01.01.2022-31.12.2022.

La data de 24.12.2024 a fost încheiat actul adițional nr. 3 la contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară prin care s-a diminuat valoarea plafonului la suma de 46.314 și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2025.

La data de 24.12.2025 a fost încheiat actul adițional nr. 4 la contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară prin care s-a majorat valoarea plafonului la suma de 76.391 și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2026.

Celelalte garanții acordate sunt reprezentate, în principal, de scrisori de garanție bancară emise pentru achiziționarea de energie electrică pentru acoperirea Consumului Propriu Technologic (CPT) de pe piețele centralizate administrate de OPCOM – Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale de energie electrică modalitatea de tranzacționare prin licitație extinsă și utilizarea produselor care să asigure flexibilitatea tranzacționării (PCCB-LE-flex), modalitatea de tranzacționare prin negociere continuă (PCCB-NC), Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), Piața pentru Ziua Următoare (PZU) și Piața Intra-zilnică (PI), precum și angajamente/garanții acordate aferente contractelor de împrumut aflate în derulare pentru activitatea de investiții.

Alte garanții acordate reprezintă contractele cesionate pentru garantarea liniilor de credit contractate pentru schema de sprijin pentru cogenerare și pentru capital de lucru.

Garanții primite

Garanțiile primite sunt reprezentate, în principal, de scrisorile de garanție bancară de bună plată aferente contractelor încheiate pe piața de energie electrică, echilibrare, cogenerare de înaltă eficiență, de scrisorile de garanție de bună execuție, bună execuție aferente contractelor de investiții și alte garanții primite în cadrul contractelor finanțate din tariful de racordare.

➤ **Rezerve din reevaluare la 31 decembrie 2025**

La 31 decembrie 2025, rezervele din reevaluare (nete de impozit) sunt în valoare de 1.496.393 (la 31 decembrie 2024 în sumă de 1.596.896).

Începând cu data de 1 mai 2009, rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004, care sunt deduse la calculul profitului impozabil prin intermediul amortizării fiscale sau al cheltuielilor privind activele cedate și/sau casate, se impozitează concomitent cu deducerea amortizării fiscale, respectiv la momentul scăderii din gestiune a acestor mijloace fixe, după caz.

Rezervele realizate sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii companiei inclusiv la folosirea acesteia pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, a rezervelor menționate în paragraful anterior.

➤ **Tariful pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem**

Modelul de reglementare a tarifelor de transport aplicat în prezent în România este venit plafon (eng. "revenue cap").

Modelul presupune reglementarea venitului total permis operatorului rețelei de transport și include ca obiective asigurarea premiselor necesare operării eficiente a serviciului de transport și menținerii viabilității financiare a operatorului pentru remunerarea adecvată a finanțatorilor și menținerea accesului la finanțare.

Modelul conține mecanisme de stimulare a eficienței operaționale și un cadru de rentabilitate financiară bazat pe controlul investițiilor realizate de operator (baza activelor reglementate) și o rată de rentabilitate reglementată stabilită pe baza estimării costului mediu de finanțare al operatorului.

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (în prezent 5 ani), pe

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor¹ și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor. Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

În cadrul unei perioade de reglementare tarifele sunt revizuite cu frecvență anuală și rămân valabile pentru perioade de 12 luni de la data aprobării (ani tarifari).

Diferențele între valorile prognozate și cele efective ale parametrilor de calcul al tarifului pentru un anumit an tarifar sunt compensate prin intermediul unor corecții ex-post implementate în tarif în anii tarifari subsecvenți sau la începutul perioadei de reglementare imediat următoare.

În cazul anumitor componente specifice ale bazei de costuri reglementate ce se află sub incidența unor plafonări, depășirea nivelului prognozat al respectivelor costuri nu este compensată. De asemenea, în cazul anumitor componente de cost, economiile realizate sunt parțial reținute de Transelectrica.

Setul de parametri de calcul este aprobat de ANRE și include:

- costurile cu operarea curentă a serviciului: costuri de operare și mentenanță controlabile și necontrolabile, consumul propriu tehnologic, congestiile interne de rețea, costurile și veniturile aferente mecanismului de compensare financiară a tranzitelor de energie electrică în cadrul ENTSO-E;
- costurile cu dezvoltarea serviciului: investițiile planificate în rețeaua de transport, activele reglementate utilizate de Transelectrica în desfășurarea activității, programul de amortizare bazat pe durate de funcționare reglementate, rentabilitatea capitalului investit stabilită pe baza unei rate de rentabilitate reglementată aplicată bazei activelor reglementate;
- cantitatea de energie electrică tarifabilă, prețul energiei reactive.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie electrică activă introduse/extrase din rețelele electrice publice de pe teritoriul României, cu excepția importurilor/ exporturilor.

Transelectrica percepe tarif de transport pentru injectia în rețelele electrice publice (componenta tarifară TG) și pentru extracția din rețelele electrice publice (componenta tarifară TL).

TG nu se aplică la energia electrică produsă de centralele electrice cu capacitate instalată mică, de până la 5 MW. De asemenea, TG nu se aplică la energia electrică importată. TL nu se aplică la energia electrică exportată.

1) Tarifele de transport aplicate în anul 2025

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 99/2024, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, conform tabelului de mai jos:

Transportul energiei electrice*	u.m.	Tarif aplicat în anul 2024	Tarif în vigoare de la 1 ianuarie 2025 conform Ordin ANRE nr. 99/ 20.12.2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(4)/(3)
T _G (componenta de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,82	3,29	-13,87%
T _L (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	27,72	33,03	19.16%

*Notă: Începând cu data de 1 ianuarie 2025, s-a eliminat noțiunea de “tarif mediu de transport”. Până la data de 1 ianuarie 2025, ANRE aproba o valoare medie a tarifului de transport și valorile tarifelor de injecție în rețea T_G (tarif plătit de producători) și de extracție din rețea T_L (tarif plătit de consumatori). În derularea contractelor de transport se aplică doar tarifele T_G și T_L. Tarif mediu de transport avea doar o valoare indicativă și reprezenta un indicator al evoluției în timp a tarifului de transport în ansamblul acestuia indiferent de modul de alocare a costurilor pe cele două tarife TG și TL.

Componentele tarifare ce alcătuiesc tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, sunt prezentate în tabelele de mai jos: *Componente tarifare –*

Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)

¹ Metodologia aplicată în prezent este cea aprobată prin ordinul ANRE nr. 68/2024 cu modificările și completările ulterioare.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în MII LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/ MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G)	3,29	2,84	0,45

Componente tarifare - Tarif de extracție a energiei electrice din rețeaua de transport (TL)

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/ MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat non CPT (CT_non CPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (T_L)	33,03	24,01	7,73	1,29

II) Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în anul 2025

Prin Ordinele ANRE nr. 57/2024, nr. 21/2025 și nr. 60/2025 s-au aprobat tarifele pentru achiziția serviciilor de sistem practicate de CNTEE Transelectrica SA valabile în anul 2025, conform tabelului de mai jos:

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif în vigoare	Diferență (%)
Ordin nr. 57/2024 (1 ianuarie - 31 mai)	Lei/MWh	11,51	-
Ordin nr. 21/2025 (1 iunie – 31 august)	Lei/MWh	7,04	-38,81%
Ordin nr. 60/2025 (1 septembrie – 31 decembrie)	Lei/MWh	12,79	+81,69%

Ajustările în sens negativ și pozitiv ale tarifului începând cu data de 1 iunie 2025, respectiv 1 septembrie 2025, s-au efectuat în baza îndeplinirii prevederilor Art.22 și Art.23 din cadrul Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 116/2022.

Contingente

La 31 decembrie 2025, **datoriile contingente** sunt în valoare de 49.219. Acestea sunt aferente unor litigii ce au ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare în urma creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contracte de investiții.

31. Părți afiliate

i) Părți afiliate – tranzacții

Tranzacțiile desfășurate în 2025 și 2024 cu părțile afiliate sunt detaliate, după cum urmează:

Entitatea afiliată	Vânzări		Achiziții	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
FORMENERG SA	-	-	3	7
TOTAL	-	-	3	7

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii Lei, dacă nu este indicat altfel)

În timpul anului societatea Formenerg a fuzionat cu societatea Teletrans, așa cum a fost menționat anterior.

ii) Părți afiliate – tranzacții cu alte companii aflate în proprietatea statului

Compania este o entitate cu capital majoritar de stat.

Valoarea tranzacțiilor Companiei cu entitățile controlate de Stat sau asupra cărora statul exercită o influență semnificativă reprezintă o parte semnificativă a vânzărilor și cumpărărilor înregistrate în anul încheiat la 31 decembrie 2025.

Achizițiile/vânzările și soldurile semnificative sunt în principal cu producători/furnizori de energie electrică unde statul este acționar majoritar, după cum urmează:

Furnizor	Achiziți		Datorii comerciale	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroelectrica	749.234	1.946.094	109.789	226.959
Complexul Energetic Oltenia	468.882	586.388	59.677	66.628
Electrocentrale Bucuresti	281.524	261.776	56.720	23.470
Societate Electrocentrale Craiova	84.576	76.866	7.850	5.192
Thermoenergy Group SA	25.944	29.108	3.808	2.027
SNGN Romgaz SA	9.518	21.916	2.734	2.109
SCE Valea Jiului SA	8.522	11.751	1.865	1.131
Nuclearelectrica	257	24.367	30	7.321
OPCOM SA	2.763.526	1.833.386	90.190	644.297
TOTAL	4.391.618	4.791.653	332.212	979.134

Client	Vânzări		Creanțe comerciale*)	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Hidroelectrica	715.382	1.037.447	160.879	50.584
Complexul Energetic Oltenia	126.397	189.784	24.797	20.551
Nuclearelectrica	33.339	44.396	3.649	-
SNGN Romgaz SA.	16.380	32.581	3.292	990
Electrificare CFR SA	29.060	31.974	6.217	2.425
Electrocentrale Bucuresti	20.558	17.715	4.150	-
SCE Valea Jiului SA	13.288	16.559	2.800	572
Societate Electrocentrale Craiova	6.665	8.460	473	394
OPCOM SA	1.449.258	3.637.185	101.497	634.691
TOTAL	2.371.215	5.016.102	309.137	710.206

*) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

În cursul anului 2025, Compania a încasat dividende de la OPCOM în sumă de 22.108.

Tipurile de tranzacții desfășurate în anul 2025 cu Opcom reprezintă tranzacții de vânzare-cumpărare de energie electrică.

După cum este prezentat în Nota 1 ("Mediul legislativ"), activitățile Companiei sunt reglementate de ANRE. Totodată, cum este prezentat și în Nota 3 (b), în conformitate cu Contractul de concesiune, se plătește o redevență anuală, calculată ca 4/1000 din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice, prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului.

32. Salarizarea conducerii

Salariile plătite angajaților încadrați cu Contract individual de munca (CIM) în funcții de conducere pentru serviciile prestate sunt compuse în principal din salariul de bază, indemnizația de conducere, beneficii la terminarea contractului de muncă și post angajare, precum și componenta fixă și componenta variabilă pentru membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere.

Acestea sunt detaliate, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
<u>Angajați cu CIM în funcții de conducere</u>		
Beneficii pe termen scurt	67.105	28.500
Alte beneficii pe termen lung	1.111	316
<u>Membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere</u>		
Beneficii pe termen scurt (Componenta fixă)	6.635	5.029
Beneficii (chirie, transport)	327	-
Total	75.177	33.845

În cadrul notei la decembrie 2025 s-a prezentat și salarizare conducerii filalelor, iar pentru o prezentare conformă la decembrie 2024 suma totală a fost 69.807.

Prin Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A din 28.02.2024. s-a aprobat numirea membrilor Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului de 4 ani. Începând cu data de 01.03.2024 și până la data de 29.02.2028. precum și stabilirea remunerației.

Prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 39 din 30.09.2024. în conformitate cu prevederile art. 35 alin (4)-(8) și (11) din OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice. ca urmare a finalizării procedurii de selecție a candidaților pentru ocuparea pozițiilor de membri ai Directoratului CNTEE Transelectrica SA. în temeiul art. 23 din Actul constitutiv. s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 03.10.2024 până la data de 29.02.2028 pe o perioadă de maxim patru ani. precum și stabilirea remunerației.

33. Interese minoritare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	-	-
Pondere pierderii în an	-	-
Interese minoritare adiționale	-	-
Sold la sfârșitul perioadei	-	-

34. Instrumente financiare

Managementul riscului financiar

Grupul este expusă următoarelor riscuri care decurg din instrumentele financiare: riscul de piață (riscul de rată a dobânzii și riscul valutar), risc de creditare și risc de lichiditate. Managementul global al Grupului se axează asupra impredictibilității pieței financiare și caută să minimizeze potențialele efecte adverse ale performanței financiare a Grupului. Riscul de piață este riscul care produce schimbări asupra prețurilor pieței, precum schimbul valutar și rata dobânzii ce vor afecta veniturile Grupului sau valoarea deținerilor de instrumente financiare.

Grupul nu are angajamente formale pentru a combate riscurile financiare. Cu toate acestea, riscurile financiare sunt monitorizate la nivel de management, punându-se accent pe necesitățile Grupului de a compensa eficient oportunitățile și amenințările.

Această notă prezintă informații cu privire la expunerea Grupului față de riscurile menționate mai sus, la obiectivele, politicile și procesele aferente măsurării și administrării riscurilor, cât și despre gestionarea capitalului de către Companie.

Riscul de rată a dobânzii

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Fluxurile de numerar operaționale ale Grupul sunt afectate de variațiile ratei dobânzilor, în principal ca urmare a împrumuturilor pe termen lung în valută contractate de la banci finanțatoare externe. Grupul are împrumuturi pe termen lung cu dobândă fixă, care nu o pot expune la un risc de fluxuri de numerar.

La data bilanțului, raportul dintre instrumentele financiare cu rata de dobândă fixă și cele cu rata de dobândă variabilă ale Grupul este prezentat în continuare:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Instrumente financiare cu rata dobânzii fixă		
Datorii financiare	8.182	32.205
Instrumente financiare cu rata dobânzii variabilă		
Datorii financiare	177.643	8.354

Analiza de senzitivitate a ratei dobânzii

O depreciere cu -1.00% a ratei dobânzii pentru împrumuturile cu rate ale dobânzii variabile la data întocmirii situației poziției financiare ar fi crescut profitul brut al exercițiului financiar cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune ca toate celelalte variabile. în principal cursul de schimb valutar. rămân constante.

	Profit 31 decembrie 2025	Profit 31 decembrie 2024
Instrumente cu rata variabilă (-1%)	1.776	84
Total	1.776	84

O apreciere cu +1.00% a ratei dobânzii pentru împrumuturile cu rate ale dobânzii variabile la data întocmirii situației poziției financiare ar fi scăzut profitul brut al exercițiului financiar cu sumele indicate mai jos. Acesta analiză presupune ca toate celelalte variabile. în pricipal cursurile de schimb valutar. rămân constante.

	Pierdere 31 decembrie 2025	Pierdere 31 decembrie 2024
Instrumente cu rata variabilă (+1%)	(1.776)	(84)
Total	(1.776)	(84)

Riscul valutar

Grupul poate fi expusă fluctuațiilor cursului de schimb valutar prin numerar și echivalente de numerar, împrumuturi pe termen lung sau datorii comerciale exprimate în valută.

Moneda funcțională a Grupului este leul românesc. Grupul este expusă riscului cursului de schimb valutar la numerarul și echivalentele de numerar, achizițiile și împrumuturile realizate în altă monedă decât funcțională. Monedele care expun Grupul la acest risc sunt, în principal, EUR și USD. Împrumuturile în valută și datoriile în valută sunt ulterior exprimate în lei, la cursul de schimb de la data bilanțului, comunicat de Banca Națională a României. Diferențele rezultate sunt incluse în contul de profit și pierdere, dar nu afectează fluxul de numerar până în momentul lichidării datoriei.

Expunerea Companiei la riscul valutar, exprimată în RON, a fost:

31 Decembrie 2025	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	761.192	749.185	12.001	6
Creanțe	3.371.004	2.227.700	1.143.304	-
Expunerea brută active	4.132.195	2.976.884	1.155.305	6
Datorii financiare				
Furnizori și alte datorii	3.453.470	2.324.872	1.125.437	3.161
Împrumuturi	185.825	177.643	8.182	-
Expunerea brută datorii	3.639.295	2.502.515	1.133.618	3.161
Expunerea netă la data de raportare	492.900	474.369	21.686	(3.155)

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 Decembrie 2024	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	707.174	679.442	27.711	22
Creanțe	3.782.840	2.279.595	1.503.223	22
Expunerea brută active	4.490.014	2.959.037	1.530.933	44
Datorii financiare				
Furnizori și alte datorii	3.889.713	2.316.112	1.573.601	-
Împrumuturi	40.559	8.354	32.205	-
Expunerea brută datorii	3.930.272	2.324.466	1.605.806	-
Expunerea netă la data de raportare	559.742	634.571	(74.873)	44

Creanțele comerciale și alte creanțe, precum și furnizorii și alte obligații mai puțin furnizorii de imobilizări sunt exprimați numai în RON.

Următoarele rate de schimb au fost aplicate:

	Curs mediu		Cursul de schimb la data	
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
RON/ EURO	5,0415	4,9748	5,0985	4,9741
RON/ USD	4,4705	4,6048	4,3417	4,7768

Analiza de sensibilitate a riscului valutar

O apreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 ar fi crescut profitul brut cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune că toate celelalte variabile rămân constante.

	Profit 31 decembrie 2025	Profit 31 decembrie 2024
EUR	(2.169)	7.487
USD	(315)	4
Total	(2.484)	7.492

O depreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2025 și 31 decembrie 2024 ar fi avut un efect similar dar de sens contrar asupra sumelor de mai sus, presupunând că toate celelalte variabile au rămas constante.

	Pierdere 31 decembrie 2025	Pierdere 31 decembrie 2024
EUR	2.169	(7.487)
USD	315	(4)
Total	2.484	(7.492)

Riscul de credit

Riscul de creditare este riscul în care Grupul suportă o pierdere financiară ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor contractuale de către un client sau o contrapartidă la un instrument financiar. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale și numerarul și echivalentele de numerar.

Tratamentul riscului de contrapartidă se bazează pe factori de succes interni și externi ai Grupului. Factorii externi de succes – care au efect asupra reducerii riscului în mod sistematic sunt: descentralizarea sectorului energetic în care producția, transportul, distribuția și furnizarea sunt activități distincte, iar interfața pentru client este reprezentată de furnizor, tranzacționarea energiei electrice pe piața din România pe două segmente de piață: piața reglementată și piața concurențială. Factorii interni de succes în tratamentul riscului de contrapartidă includ: diversificarea portofoliului de clienți și diversificarea numărului de servicii oferite pe piața de energie electrică.

Activele financiare care pot supune Grupul riscului de încasare sunt în principal creanțele comerciale și

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

numerarul și echivalentele de numerar. Grupul a pus în practică o serie de politici prin care se asigură că vânzarea de servicii se realizează către clienți cu o încasare corespunzătoare, prin includerea în contractele comerciale a obligației acestora de a constitui garanții financiare. Valoarea creanțelor, netă de ajustările pentru pierderi de valoare, reprezintă suma maximă expusă riscului de încasare.

Riscul de încasare aferent acestor creanțe este limitat, întrucât aceste sume sunt, în principal, datorate de companii deținute de stat.

Expunerea maximă la riscul de încasare la data raportării a fost:

	Valoarea netă	Valoarea netă
	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active financiare		
Creante comerciale nete	2.422.234	2.580.095
Alte creante nete și avansuri către fz	552.154	930.509
TVA de recuperat	396.616	272.236
Numerar și echivalente de numerar	761.192	707.174
Total	4.132.195	4.490.014

Situația vechimii **creanțelor** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea bruta	Ajustare	Valoarea bruta	Ajustare
	31 decembrie	depreciere 31	31 decembrie	depreciere 31
	2025	decembrie	2024	decembrie
		2025		2024
Neajunse la scadență	2.322.978	10	2.491.830	27
Scadența depășită între 1 – 30 zile	(703)	-	2.219	-
Scadența depășită 31 – 90 zile	1.666	-	492	-
Scadența depășită 90 – 180 zile	9.826	160	78	-
Scadența depășită între 180 – 270 zile	642	-	(31)	-
Scadența depășită între 270 – 365 zile	22	-	(8)	-
Mai mult de un an	214.784	126.811	213.581	128.038
Total	2.549.214	126.980	2.708.160	128.066

Situația vechimii **altor creanțe** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea bruta	Ajustare	Valoarea bruta	Ajustare
	31 decembrie	depreciere 31	31 decembrie	depreciere 31
	2025	decembrie	2024	decembrie
		2025		2024
Neajunse la scadență	905.613	330	1.180.385	331
Scadența depășită între 1 – 30 zile	71	-	1.197	-
Scadența depășită între 31 – 90 zile	627	-	4.784	-
Scadența depășită între 90 – 180 zile	17.923	325	424	342
Scadența depășită între 180 – 270 zile	6.869	41	1.154	911
Scadența depășită între 270 – 365 zile	680	331	849	413
Mai mult de un an	88.750	70.737	86.985	71.036
Total	1.020.533	71.764	1.275.778	73.033

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea clienților** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	128.066	130.158
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	2.598	288
Reluare ajustări pentru depreciere	3.683	2.381
Sold la sfârșitul perioadei	126.981	128.066

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Evoluția ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Sold la 1 ianuarie	73.033	84.933
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.725	7.431
Reluare ajustări pentru depreciere	2.994	19.331
Sold la sfârșitul perioadei	71.764	73.033

Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate este riscul potrivit căruia Grupul să întâmpine dificultăți în îndeplinirea obligațiilor asociate datoriilor financiare care sunt decontate în numerar sau prin transferul altui activ financiar.

O politică prudentă de gestionare a riscului de lichiditate implică menținerea unui suficient numerar și echivalente de numerar, disponibilitatea finanțării prin facilități de credit adecvate.

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active		
Active monetare în RON	2.976.884	2.959.037
Active monetare în monedă străină	1.155.311	1.530.977
Total active	4.132.195	4.490.014
Datorii		
Datorii monetare în RON	(2.502.515)	(2.324.466)
Datorii monetare în monedă străină	(1.136.779)	(1.605.806)
Total datorii	(3.639.295)	(3.930.272)
Pozitia monetara neta in RON	474.369	634.571
Pozitia monetara neta in moneda straina	18.531	(74.829)

Tabelul următor prezintă scadența contractuală a datoriilor financiare, inclusiv plata dobânzilor:

31 decembrie 2025	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12luni	1-2ani	2-5ani	>5ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	3.430.884	3.430.884	3.413.011	14.714	3.159	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	22.585	22.585	22.585	-	-	-
Împrumuturi	185.825	195.823	184.354	980	490	-
Total	3.639.295	3.649.293	3.619.951	15.694	3.650	-

31 decembrie 2024	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12luni	1-2ani	2-5ani	>5ani
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	3.864.176	3.838.172	3.858.507	1.604	4.065	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	25.537	25.613	25.537	-	-	-
Împrumuturi	40.559	47.205	32.641	6.483	1.435	-
Total	3.930.272	3.910.990	3.916.685	8.087	5.500	-

Tabelul următor prezintă scadența contractuală a activelor financiare inclusiv plata dobânzilor:

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 decembrie 2025	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12 luni	1-2 ani	2-5 ani	>5 ani
Active financiare						
Creante comerciale nete	2.422.234	2.422.234	2.422.234	-	-	-
Alte creanțe nete și avansuri către fz	552.154	552.154	552.154	-	-	-
TVA de recuperat	396.616	396.616	396.616	-	-	-
Numerar și echivalente de numerar	761.192	761.192	761.192	-	-	-
Total	4.132.195	4.132.195	4.132.195	-	-	-

31 decembrie 2024	Valoare netă	Valoarea contractuală	<12 luni	1-2 ani	2-5 ani	>5 ani
Active financiare						
Creante comerciale nete	2.580.095	2.580.095	2.580.095	-	-	-
Alte creanțe nete și avansuri către fz	930.509	930.509	930.509	-	-	-
TVA de recuperat	272.236	272.236	272.236	-	-	-
Numerar și echivalente de numerar	707.174	707.174	707.174	-	-	-
Total	4.490.014	4.490.014	4.490.014	-	-	-

Valoarea justă a instrumentelor financiare

Valoarea justă este valoarea la care instrumentul financiar se poate schimba în tranzacțiile obișnuite desfășurate în condiții obiective între părți interesate și în cunoștință de cauză, altele decât cele determinate de lichidare sau vânzare silită. Valorile juste se obțin din prețurile de piață cotate sau modelele de fluxuri de numerar, după caz. La 31 decembrie 2024 și 31 decembrie 2023, managementul consideră că valorile juste ale numerarului și echivalentelor de numerar, creanțelor comerciale și altor creanțe, datoriilor comerciale, a împrumuturilor, precum și ale altor datorii pe termen scurt aproximează valoarea lor contabilă. Valoarea contabilă a împrumuturilor este costul amortizat.

31 decembrie 2025	Valoare contabilă	Valoare justă
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.422.234	2.422.234
Numerar și echivalente de numerar	761.192	761.192
Alte creanțe nete și avansuri către fz	552.154	552.154
TVA de recuperat	396.616	396.616
Total	4.132.195	4.132.195

Datorii financiare pe termen lung

Împrumuturi	1.471	1.471
Total	1.471	1.471

Datorii financiare pe termen scurt

Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.414.967	3.414.967
Împrumuturi	184.354	184.354
Sume datorate angajaților și alte datorii	38.503	38.503
Total	3.637.824	3.637.824

31 decembrie 2024	Valoare contabilă	Valoare justă
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.580.095	2.580.095
Numerar și echivalente de numerar	707.174	707.174
Alte creanțe nete și avansuri către fz	930.509	930.509
TVA de recuperat	272.236	272.236
Total	4.490.014	4.490.014

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

31 decembrie 2024	Valoare contabilă	Valoare justă
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi	7.918	7.918
Total	7.918	7.918
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.848.033	3.848.033
Împrumuturi	32.641	32.641
Sume datorate angajaților și alte datorii	41.680	41.680
Total	3.922.354	3.922.354

Categorii de instrumente financiare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Active financiare		
Disponibilități bănești	761.192	707.174
Creanțe	3.371.004	3.782.840
Datorii financiare		
Cost amortizat	3.639.295	3.930.272

Riscul de personal și sistemul de salarizare

La 31 decembrie 2025, media de vârstă a personalului Grupului este ridicată. Există posibilitatea ca în viitor, Grupul să se confrunte cu o lipsă de personal datorată plecărilor angajaților din cauze naturale.

Un alt risc legat de personal îl reprezintă posibilitatea plecării angajaților de calificare înaltă către companiile private, care ar putea oferi pachete salariale și compensații peste nivelul actual oferit de către Companie.

Managementul riscului de capital

Politica Companiei este de a păstra o bază puternică de capital pentru menținerea unei structuri financiare solide care să permită desfășurarea activităților operaționale în condiții de continuitate și finanțarea programelor de investiții în infrastructura rețelei de transport a energiei electrice.

Compania monitorizează structura capitalului prin analiza raportului dintre capitalurile proprii și datoriile financiare, precum și a indicatorilor de îndatorare. Managementul analizează periodic acest indicator pentru a asigura menținerea unei structuri financiare echilibrate și pentru a facilita accesul la surse de finanțare în condiții adecvate. Activitatea Companiei este supusă cadrului de reglementare stabilit de ANRE, care definește mecanisme de stabilire a veniturilor reglementate și remunerarea capitalului investit în baza activelor reglementate.

Indicatorul gradului de îndatorare

	31 decembrie 2025	31 decembrie 2024
Împrumuturi pe termen lung și termen scurt	185.825	40.559
Disponibilități bănești	(761.192)	(707.174)
Datoria netă	(575.367)	(666.615)
Datorii totale	4.824.152	4.870.782
Total capitaluri proprii	5.897.683	5.656.984
Gradul de îndatorare (Total datorii/Capital propriu)	0,82	0,86

35. Onorarii percepute de fiecare auditor statutar sau firmă de audit

Onorariul perceput pentru serviciile de audit financiar aferente exercițiului financiar al anului 2024 și achitate în anul 2025 sunt în sumă de 1.020 lei (fără TVA), servicii furnizate de PKF FINCONTA SRL.

Pentru exercițiul financiar al anului 2025, onorariile (fără TVA) percepute de către auditorul statutar, conform contractului C2303/2025 încheiat cu DELOITTE AUDIT SRL, sunt:

- pentru servicii audit în suma de 866,
- pentru servicii non-audit în suma de 477.

Acestea vor fi achitate în cursul anului 2026.

36. Obiective de mediu

CNTEE Transelectrica SA are implementat un sistem de management integrat calitate, mediu, sănătate și securitate muncă, prin care gestionează eficient aspectele de mediu aferente activității de transport al energiei electrice, precum și de mentenanță și modernizare a RET, pentru prevenirea poluării și creșterea performanței de mediu.

Preocuparea Companiei privind protecția mediului se reflectă și în Declarația de politică a sistemului de management integrat în domeniile calității, Mediului, sănătății și securității în muncă.

Strategia de dezvoltare are ca obiectiv fundamental îndeplinirea necesităților și așteptărilor clienților săi și ale altor părți interesate. Într-un Sistem de Management Integrat calitate, Mediu, securitate și sănătate în muncă, implementat, certificat, menținut și îmbunătățit continuu în conformitate cu cerințele standardelor SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR ISO 45001:2023.

Pentru realizarea acestei strategii și obținerea unui succes durabil, conducerea Companiei s-a angajat să asigure:

- funcționarea sistemului electroenergetic în condițiile stabilite prin reglementările europene și naționale din legislația primară și secundară, pentru a corespunde nevoilor și așteptărilor clienților și ale altor părți interesate;
- cadrul organizatoric necesar pentru stabilirea, analizarea și implementarea obiectivelor Sistemului de Management Integrat calitate, Mediu, securitate și sănătate în muncă;
- dezvoltarea durabilă și reducerea impactului negativ al RET asupra mediului înconjurător prin:
 - ✓ identificarea aspectelor de mediu/riscurilor și oportunităților asociate.
 - ✓ monitorizarea factorilor de mediu, prevenirea/combaterea poluării prin utilizarea celor mai bune tehnologii disponibile.
 - ✓ decontaminarea, reabilitarea sau reconstrucția ecologică a suprafețelor de teren și a suprafețelor de apă afectate de activitățile Companiei.
 - ✓ prevenirea și reducerea emisiilor de gaze fluorurate cu efect de seră (GES): SF6, ozon, freon etc..
 - ✓ prevenirea și reducerea poluării aerului prin încadrarea în limitele admise ale concentrației poluanților emiși în atmosferă (emisii de la centrale termice și autoturisme).
 - ✓ prevenirea și reducerea poluării apelor prin încadrarea în limitele admise ale concentrației poluanților în apă.
 - ✓ managementul adecvat al deșeurilor.
 - ✓ reducerea riscului de coliziune și electrocutare a păsărilor.
 - ✓ prevenirea incendiilor forestiere prin întreținerea culoarului de siguranță.
 - ✓ evitarea alterării habitatelor naturale în special al ariilor naturale protejate.

La nivelul CNTEE Transelectrica SA se elaborează anual Raportul privind Analiza Sistemului de Management Integrat și se aprobă un program de măsuri pentru îmbunătățirea continuă a SMI (inclusiv a SMM).

37. Evenimente ulterioare

- Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem**

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 116/2022. CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE. propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2026. Având în vedere cele menționate mai sus și în urma analizării elementelor de fundamentare a tarifului. ANRE a emis Ordinul nr.73/2025 prin care se aprobă **tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicabil de la 1 ianuarie 2026 în valoare de 14,70 lei/MWh.**

- Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice**

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 68/2024. ANRE a aprobat prin Ordinul nr. 74/2025 valorile tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice valabile de la 1 ianuarie 2026. conform tabelelor de mai jos:

Tarif de introducere a energiei electrice din rețele (TG)

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh). conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025. din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)	3,63	3,18	0,45

Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh). conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025. din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat nonCPT (CT_nonCPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)	36,45	25,60	9,14	1,71

- Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 08 ianuarie 2026**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 08 ianuarie 2026:

- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;

- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020;

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2025
(Toate sumele sunt exprimate în Mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei Transelectrica S.A. în vederea efectuării demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;

- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei în vederea efectuării efectuarea demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020.

- **Conflictul militar din Orientul Mijlociu**

Ulterior datei de 31 decembrie 2025, au avut loc escaladări ale tensiunilor geopolitice în Orientul Mijlociu, care au generat volatilitate pe piețele internaționale de energie.

Conducerea a evaluat aceste evoluții și consideră că, la data aprobării situațiilor financiare, acestea nu indică existența unor condiții la 31 decembrie 2025 care să necesite ajustarea situațiilor financiare.

Având în vedere natura dinamică a acestor evenimente, conducerea continuă să monitorizeze impactul potențial asupra activității societății, inclusiv asupra poziției financiare, performanței și fluxurilor de numerar, precum și asupra ipotezei de continuitate a activității.

Aceste evenimente sunt tratate ca evenimente ulterioare care nu necesită ajustare, în conformitate cu IAS 10.

- **Moody's reconfirmă rating-ul Baa3**

Compania a informat acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în data de 16 martie 2026, agenția Moody's Ratings a publicat actualizarea anuală (Annual Update) a Opiniei de Credit (Credit Opinion) pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Prin acest raport, agenția reconfirmă ratingul de credit pe termen lung la nivelul Baa3, menținând totodată perspectiva negativă și profilul individual de credit (BCA) la nivelul ba1.

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 18 martie 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU**
Președinte

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială