Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Sediu Social: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București, România, Număr de ordine în Registrul Comerțului: J2000008060404, Cod Unic de Înregistrare 13328043; Telefon +4021 270 04 53, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 lei
www.transelectrica.ro

Către: Bursa de Valori Bucureşti – Departament Operaţiuni Emitenţi Pieţe Reglementate
Autoritatea de Supraveghere Financiară - Direcţia Generală Supraveghere - Direcţia Emitenţi

Comunicat conform prevederilor Legii 24/2017, Regulamentului ASF nr. 5/2018 și ale Codului BVB
Data raportului: **13 noiembrie 2026**
Denumirea entității emitente: **CNTEE TRANSELECTRICA SA, Societate Administrată în Sistem Dualist**
Sediul social: Bucureşti, 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 Comerţului: J2000008060404
Capital social subscris şi vărsat: 733.031.420 RON
Codul LEI: 254900OLXCOUQC90M036
Piaţa reglementată pe care se tranzacţionează valorile mobiliare emise: Bursa de Valori Bucureşti

Eveniment important de raportat:

Rezumat al rezultatelor financiare aferente închiderii Trimestrului III an 2026

Raportarea include:

- Situaţii Financiare Interimare Separate Simplificate neauditate și nerevizuite la data de 30 septembrie 2026
- Raportul cu privire la activitatea CNTEE ”Transelectrica” S.A. în perioada ianuarie – septembrie 2026
- Situaţii Financiare Interimare Consolidate Simplificate neauditate și nerevizuite întocmite la data de 30 septembrie 2026 în conformitate cu OMFP 2844/2016
- Situaţii Financiare Interimare Consolidate Simplificate neauditate și nerevizuite întocmite la data de 30 septembrie 2026 în conformitate cu IFRS-EU
- Raportul consolidat pentru Trimestrul III 2026

Segmentul activităților cu profit permis a înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 551 mil lei în primele nouă luni din 2026, în creștere cu 223 mil lei (+67,5) față de rezultatul în sumă de 329 mil lei realizat în aceeași perioadă din anul 2025. Evoluția a fost determinată de creșterea veniturilor operaționale cu suma de 325 mil lei, în timp ce cheltuielille operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu doar 102 mil lei.

Creșterea veniturilor operaționale (2.041 mil lei la 30 septembrie 2026 față de 1.716 mil lei la 30 septembrie 2025) a fost influențată în principal de veniturile conjucturale (alocarea capacității de interconexiune +168 mil lei, ajutoare de avarie +16 mil lei), concomitent cu creșterea de 107 mil lei a veniturilor din tarif reglementat, în contextul diminuării cu 9,6 mil lei a veniturilor din tranzacții CPT – piața de echilibrare.

Veniturile din transport și alte venituri din piața de energie au înregistrat o creștere de 302 mil lei, respectiv de la 1.666 mil lei în 9L 2025 la 1.968 mil lei în 9L 2026, influențată în principal, de majorarea de la 1 ianuarie 2026 a tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, fapt ce a condus la o apreciere a veniturilor din tarif reglementat cu 107 mil. lei (+8%) față de aceeași perioadă a anului precedent.

Creșterea în intervalul ianuarie - septembrie 2026, a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune (+168 mil lei) care au ajuns la 403 mil lei (de la 235 mil lei în același interval din anul 2025), 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, fiind puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Majorarea cu 7% a cheltuielilor operaționale, inclusiv amortizarea (1.489 mil lei în 9L 2026 față de 1.387 mil lei în 9L 2025) a fost influențată în principal de creșterea cheltuielilor privind operarea sistemului.

Din categoria cheltuielilor operaționale, cel mai mare impact l-au avut cheltuielile cu CPT, care în intervalul ianuarie-septembrie 2026 au fost în sumă de 507 mil lei, mai mari cu 27% (+106 mil lei) comparativ cu suma de 401 mil lei înregistrată în ianuarie-septembrie 2025.

Segmentul activităților zero-profit a înregistrat un rezultat pozitiv, în creștere față de cel înregistrat în intervalul ianuarie-septembrie 2025 în sumă de 111 mil lei (-156 mil lei în 9L 2025).

SRAC Certificat Nr. 5001 ISO 9001 SRAC Certificat Nr. 72 ISO 14001 SRAC CERT. NR. 72/2014 ISO 45001 IQNet CERTIFIED MANAGEMENT SYSTEM

Pentru activitatea de servicii de sistem/ capacitate de echilibrare, 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.

Indicatori	U.M.	9L 2026	9L 2025	Δ
Financiar				
Cantitate tarifată	[TWh]	37,48	38,50	▼ 2,65%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Tarif mediu transport (realizat)	[lei/MWh]	39,59	35,75	▲ 11%
Venituri operaţionale, din care:	**[mil lei]**	**2.041**	**1.716**	**▲ 19%**
Venit tarif reglementat transport	*[mil lei]*	*1.484*	*1.376*	*▲ 8%*
Venituri interconexiune	*[mil lei]*	*403*	*235*	*▲ 71%*
Venituri din capitalizarea CPT	*[mil lei]*	*0*	*1*	*n/a*
Cheltuieli operaţionale, din care:	**[mil lei]**	***(1.191)***	***(1.097)***	***▼ 8%***
Cheltuieli privind CPT	*[mil lei]*	*(507)*	*(401)*	*▼ 27%*
EBITDA	[mil lei]	850	619	▲ 37%
Amortizare	[mil lei]	(298)	(290)	▼ 3%
EBIT	**[mil lei]**	**551**	**329**	**▲ 68%**
ACTIVITĂȚI PROFIT ZERO				
EBIT	[mil lei]	111	(156)	▲ n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (cu Profit Permis şi Profit Zero)				
EBIT	[mil lei]	662	172	▲ 284%
Profit net	**[mil lei]**	**611**	**183**	**▲ 235%**
Operaţional				
Consum intern net	[TWh]	38,2	39,4	▼ 3%
Producție netă internă	[TWh]	36,4	35,9	▲ 1%
Import net	[TWh]	1,85	3,57	▼ 48%

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

În ianuarie-septembrie 2026, consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat scăderi lunare, cu valori cuprinse între -0,91% (martie) și -7,07% (iulie), cu excepția lunii ianuarie, când a înregistrat o creștere de +6,29% (menționăm faptul că la data acestui raport, luna septembrie înregistrează valori preliminare). De asemenea, cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor a scăzut cu 2,65%, respectiv 1 TWh.

Pe ansamblul trimestrului III din 2026, CPT-ul în RET a scăzut cu 1,0% comparativ cu anul 2025, ca urmare în principal a scăderii energiei intrate în conturul RET, și a condițiilor meteorologice mai favorabile, caracterizate de cantități mai mici de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona.

În decursul lunii august 2026 Compania a semnat cu Ministerul Energiei două contracte de finanțare din Fondul pentru Modernizare, în valoare totală de peste 351 de milioane de lei, pentru proiectele de investiții „Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines” și „Creșterea calității reglajului de tensiune în stația Gutinaș”

Raportul cu privire la activitatea Companiei din perioada ianuarie-septembrie 2026, Situaţiile Financiare Interimare Separate, Situațiile Financiare Interimare Consolidate întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016 și cu IFRS-EU la data de 30 septembrie 2026, Raportul consolidat la data de 30 septembrie 2026, sunt disponibile începând cu data de 13 noiembrie 2026, după cum urmează:

- online, pe website-ul www.transelectrica.ro, secțiunea Relații Investitori Raportări Periodice/ Rapoarte, respectiv *https://www.transelectrica.ro/rapoarte-2026;*
- la sediul Companiei: str. Olteni nr. 2-4, sector 3, București.

Ştefăniţă MUNTEANU	**Cătălin-Constantin NADOLU**	**Cosmin-Vasile NICULA**	**Florin-Cristian TĂTARU**
Președinte Directorat	Membru Directorat	Membru Directorat	Membru Directorat



CNTEE TRANSELECTRICA SA

Raport trimestrial

Ianuarie – Septembrie 2026

Transelectrica®


Cifre cheie 1


Date financiare 2


Date operaționale 20


Dezvoltare RET 25


Evenimente semnificative 32


Alte aspecte 48


Anexe 55

RAPORT PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ

A CNTEE ”TRANSELECTRICA” SA

conform prevederilor art. 69 din legea nr.24/ 2017 actualizată, privind piața de capital și Regulamentul nr.5/ 2018 emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară (ASF)

pentru perioada încheiată la data de 30 septembrie 2026

Data raportului:	13 noiembrie 2026
Denumirea societății comerciale:	CNTEE TRANSELECTRICA SA, societate administrată în sistem dualist
Sediul social:	Bucureşti, Str. Olteni nr. 2 - 4, sector 3, cod poștal 030786
Număr de telefon / fax:	021 303 5611/ 021 303 5610
Cod unic la ONRC:	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 tranzacţionează valorile mobiliare emise:	Bursa de Valori Bucureşti, categoria Premium
Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise:	73.303.142 acţiuni cu o valoare nominală de 10 lei/ acţiune, acţiuni în formă dematerializată, nominative, ordinare, indivizibile, liber tranzacţionabile de la 29.08.2006 sub simbolul TEL
Valoarea de piață:	6.311.400.526,20 lei (86,10 lei/acţiune la 30.09.2026)
Standardul contabil aplicat:	Standardele Internaţionale de Raportare Financiară, în baza Standardului Internaţional de Contabilitate 34 - “Raportarea Financiară Interimară”
Auditarea:	Situaţiile financiare trimestriale întocmite la data de 30.09.2026 nu sunt auditate. Sumele corespunzătoare datei de 31 decembrie 2025 sunt auditate de auditor financiar extern.

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoştinţele noastre, situațiile financiare interimare separate simplificate la data și pentru perioada de 9 luni încheiată la 30 septembrie 2026 au fost întocmite în conformitate cu Standardul Internațional de Contabilitate 34 - "Raportarea Financiară Interimară", și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziţiei financiare şi contului de profit și pierdere ale CNTEE Transelectrica SA.

Prezentul raport cuprinde informaţii corecte și complete cu privire la situația economico-financiară și activitatea CNTEE Transelectrica SA.

București, 03 noiembrie 2026

DIRECTORAT

Ștefăniță MUNTEANU
Președinte

Cătălin-Constantin NADOLU
Membru Directorat

Cosmin-Vasile NICULA
Membru Directorat

Florin-Cristian TĂTARU
Membru Directorat



Cifre cheie 9L 2026 vs 9L 2025

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

4.816	mil lei	▲	16% y/y	Venituri
960	mil lei	▲	108% y/y	EBITDA
611	mil lei	▲	235% y/y	Profit net
37,48	TWh	▼	-2,7% y/y	Energie tarifată**

OPERAȚIONAL

2,34%	*	▲	0,28 y/y	pp	CPT
30,38	TWh	▼	- 2% y/y		Energie transportată***

INVESTIȚII

714	mil lei	▲	91% y/y	Achiziţii de imobilizări corporale şi necorporale
431	mil lei	▲	12% y/y	Imobilizări înregistrate în evidenţa contabilă (PIF)

CPT - Consum Propriu Tehnologic

* Ponderea consumului propriu tehnologic în energia electrică preluată de rețeaua electrică de transport (energia transportată). Datele la luna septembrie 2026 sunt preliminare

** 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

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

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, totalurile obținute prin însumarea elementelor componente și procentele calculate.



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 30 septembrie 2026 este prezentată mai jos. Rezultatele financiare la 30.09.2026 nu sunt auditate, iar varianta extinsă a acestora, pentru aceeași perioadă, este prezentată în Anexe la prezentul Raport.

Contul separat de profit şi pierdere				
[mil RON]	**9L 2026**	**9L 2025**	**Δ**	**Δ (%)**
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	37,48	38,50	(1)	(2,65%)
ACTIVITĂŢI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaţionale	**2.041**	**1.716**	**325**	**19%**
Transport și alte venituri din piaţa de energie, din care:	1.968	1.666	302	18%
Tarif reglementat	*1.484*	*1.376*	*107*	8%
*Alte venituri din PE**	*81*	*55*	*26*	48%
Interconexiune	*403*	*235*	*168*	71%
Alte venituri	73	50	23	46%
Costuri operaţionale	**(1.191)**	**(1.097)**	**(93)**	**(8%)**
Cheltuieli privind operarea sistemului	(562)	(487)	(76)	(16%)
Cheltuieli cu personalul	(304)	(308)	4	1%
Reparaţii şi mentenanţă	(119)	(105)	(13)	(13%)
Alte costuri	(206)	(197)	(8)	(4%)
EBITDA	**850**	**619**	**231**	**37%**
Amortizare	(298)	(290)	(9)	(3%)
EBIT	**551**	**329**	**223**	**68%**
ACTIVITĂŢI ZERO PROFIT				
Venituri operaţionale	**2.776**	**2.434**	**341**	**14%**
V.Servicii de sistem	555	395	160	40%
V.Piaţa de echilibrare	2.221	2.039	181	9%
Costuri operaţionale	**(2.665)**	**(2.590)**	**(75)**	**(3%)**
C.Servicii de sistem	(448)	(551)	103	19%
C.Piaţa de echilibrare	(2.217)	(2.039)	(178)	(9%)
EBIT	**111**	**(156)**	**267**	**171%**
TOATE ACTIVITĂŢILE (CU PROFIT PERMIS ŞI ZERO PROFIT)				
Venituri operaţionale	4.816	4.150	666	16%
Costuri operaţionale	(3.856)	(3.688)	(168)	(5%)
EBITDA	**960**	**462**	**498**	**108%**
Amortizare	(298)	(290)	(9)	(3%)
EBIT	**662**	**172**	**490**	**284%**
Rezultat financiar	29	31	(2)	(6%)
EBT	**691**	**204**	**488**	**239%**
Impozit pe profit	(80)	(21)	(59)	n/a
Profit net	**611**	**183**	**429**	**235%**

** (+)Venituri impact pozitiv, (+)Cheltuieli impact negativ*
***Piaţa de energie (ITC, energie reactivă, vânzare CPT,schimburi energie,aj. avarie)*

Situaţia separată a poziţiei financiare				
[mil RON]	**9L 2026**	**2025**	**Δ**	**Δ (%)**
	1	**2**	**3=1-2**	**4=1/2**
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	6.684	6.182	502	8%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	53	2	51	n/a
Imobilizări necorporale	182	259	(76)	(29%)
Imobilizări financiare	88	88	-0	n/a
Total active imobilizate	**7.007**	**6.531**	**477**	**7%**
Active circulante				
Stocuri	41	45	(4)	(9%)
Creanţe	4.989	3.349	1.639	49%
Impozit pe profit de recuperat	2	12	(11)	(88%)
Numerar şi echivalente	1.718	734	984	134%
Total active circulante	**6.749**	**4.140**	**2.609**	**63%**
Total active	**13.756**	**10.671**	**3.085**	**29%**
Capitaluri proprii	**6.579**	**5.966**	**613**	**10%**
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	1.543	769	774	101%
Împrumuturi pe termen lung	1	1,47	(0,5)	(31%)
Alte datorii pe termen lung	265	267	(1)	(0,4%)
Total datorii pe termen lung	**1.852**	**1.037**	**815**	**79%**
Datorii curente				
Datorii comerciale şi alte datorii	5.229	3.407	1.822	53%
Împrumuturi pe termen scurt	1	179	(178)	(99%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	11	2	9	n/a
Alte datorii pe termen scurt	84	80	4	5%
Impozit pe profit de plată	-	-	-	n/a
Total datorii curente	**5.326**	**3.669**	**1.657**	**45%**
Total datorii	**7.177**	**4.705**	**2.472**	**53%**
Capitaluri proprii şi datorii	**13.756**	**10.671**	**3.085**	**29%**

Situaţia separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	**9L 2026**	**9L 2025**	**Δ**	**Δ (%)**
Numerar net generat din activitatea de exploatare	1.643	858	784	91%
Numerar net utilizat în activitatea de investiţii	(435)	(335)	(100)	(30%)
Numerar net utilizat în activitatea de finanţare	(51)	(306)	254	83%
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	1.157	218	939	n/a
Numerar şi echivalente de numerar la 1 ianuarie	561	672	(110)	(16%)
Numerar şi echivalente de numerar la sfârşitul perioadei	**1.718**	**889**	**829**	**93%**

REZULTATE OPERAȚIONALE

I. Volumul de energie tarifat

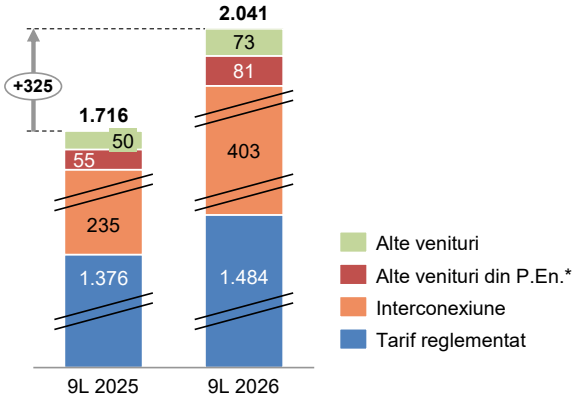
În intervalul ianuarie-septembrie 2026, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piaţa de energie electrică (37,48 TWh) a înregistrat o scădere în procent de 2,65% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2025 (diferența între cele două perioade fiind de 1 TWh).

Segmentul profit permis

Venituri operaționale

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere cu 19% a veniturilor (2.041 mil lei în 9L 2026 față de 1.716 mil lei în 9L 2025) pe fondul creșterii cu 168 mil lei a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune, cu 107 mil lei a veniturilor din tariful reglementat, a veniturilor conjuncturale din ajutoare de avarie (+16 mil lei) în contextul diminuării cu 9,6 mil lei a veniturilor din tranzacții CPT - piața de echilibrare.

Venituri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



** (ITC, energie reactivă, vânzare CPT,schimburi energie, ajutoare avarie)*

Creșterea veniturilor din transport și alte venituri din piața de energie (1.968 mil lei în 9L 2026 faţă de 1.666 mil lei în 9L 2025) a fost influențată de creșterea de la 1 ianuarie 2026 a tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a ***veniturilor din tarif reglementat*** cu 107 mil. lei (+8%) faţă de aceeași perioadă a anului precedent, în condițiile scăderii cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,65%, respectiv cu 1 TWh.

În intervalul ianuarie-septembrie 2026 ***veniturile din alocarea capacității de interconexiune*** au înregistrat o creştere, de la 235 mil lei în 9L 2025 la 403 mil lei în 9L 2026 (+71%).

Piaţa de alocare a capacităţilor de interconexiune este fluctuantă, preţurile evoluând în funcţie de cererea şi necesitatea participanţilor pe piaţa de energie electrică de a achiziţiona capacitate de interconexiune. Astfel, creşterea 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 capacităţii de interconexiune constă în organizarea de licitaţii anuale, lunare, zilnice şi 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 şi Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (graniţele cu Ungaria și Bulgaria) şi intrazilnice (graniţele cu Ungaria şi Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia şi 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 graniţele de ofertare ale României (România-Bulgaria şi 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 tranzacțioare 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.

În anul 2026, prin Decizia ANRE nr. 2606/11.12.2025 pentru aprobarea cheltuielilor prognozate a fi finanţate în anul 2026 din veniturile obţinute din alocarea capacităţii de interconexiune transfrontalieră, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanţă RET pentru anumite proiecte de mentenanţă majoră şi

mentenanţă minoră, din veniturile obţinute din alocarea capacităţii de interconexiune transfrontalieră.

Extinderea cuplării pieţelor are ca efect uniformizarea preţului 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) în primele nouă luni din 2026 veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o creștere de 20,6 mil lei comparativ aceeași perioadă din 2025, cu următoarele mențiuni:

- schimburile de energie cu ţările perimetrice au crescut ușor, cu aproximativ 0,7% (de la 1.687.444 MWh în 2025 la 1.699.127 MWh în 2026);
- valoarea tarifului pentru schimburile cu ţările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, respectiv 1,1 EUR/MWh începând cu 15 mai 2026;
- în mod excepţional au fost înregistrate venituri şi din decontările lunare pentru perioada februarie - iunie 2026, ca urmare a creșterii pierderilor de energie din cauza modificării fluxurilor la nivel regional.

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu ţările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Republica Moldova.

În general, România este ţară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepţional se pot înregistra venituri şi din decontările lunare, așa cum s-a întâmplat în perioada februarie-iunie 2026.

Veniturile din tranzacţionarea energiei pentru consumul propriu tehnologic (CPT) au fost obţinute în principal din vânzarea energiei în excedent la preţ pozitiv şi din achiziţia energiei de deficit la preţ negativ rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piaţa Intrazilnică administrată de OPCOM şi respectiv din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piaţa de Echilibrare.

În 9L 2026, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (26,6 mil lei) mai mici comparativ cu perioada similară a anului 2025 (35,2 mil lei), cu suma de 9,6 mil lei.

Diminuarea veniturilor obţinute din tranzacţiile pe **Piaţa Intrazilnică** a fost determinată de scăderea energiei vândute pe piaţa intrazilnică în urma corecţiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

De asemenea, veniturile obţinute din tranzacţiile pe **Piaţa de Echilibrare** au fost semnificativ mai mici decât cele înregistrate în perioada similară a anului precedent.

Având în vedere creşterea ponderii producţiei energiei solare şi eoliene, s-a înregistrat o creştere a ofertei de energie pe intervalele de vârf şi a ponderii intervalelor cu preţuri foarte mici şi chiar negative pentru preţurile pe pieţele pe termen scurt

Venituri din ajutoare de avarie

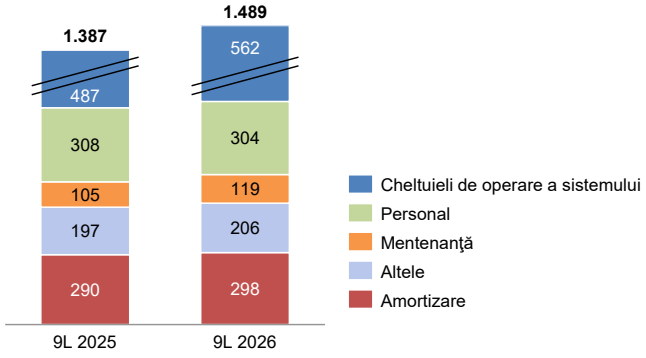
În intervalul ianuarie-septembrie 2026 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 16,2 mil lei mai mari cu 15,9 mil lei, comparativ cu 0,3 mil lei venituri înregistrate în aceeași perioadă a anului 2025.

La solicitarea OTS vecini, în perioada ianuarie-septembrie 2026, s-au acordat ajutoare de avarie către Ucraina (lunile ianuarie, martie, aprilie și iunie), Republica Moldova (lunile ianuarie, februarie și aprilie) și Serbia (luna ianuarie), 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.

Cheltuieli operaționale

Pe segmentul **activităților cu profit permis,** cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 7% (1.489 mil lei în 9L 2026 față de 1.387 mil lei 9L 2025), fiind influenţate în principal de creșterea cheltuielilor cu operarea sistemului.

Costuri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



Din categoria **cheltuielilor de operare a sistemului** cel mai mare impact l-au avut cheltuielile cu CPT.

CPT: În intervalul ianuarie-septembrie 2026 costurile cu achiziţia energiei pentru acoperirea consumul propriu tehnologic au fost în sumă de 507 mil lei, mai mari cu 27% (+106,4 mil lei) comparativ cu suma de 401 mil lei înregistrată în ianuarie-septembrie 2025, având în vedere o serie de aspecte, în principal:

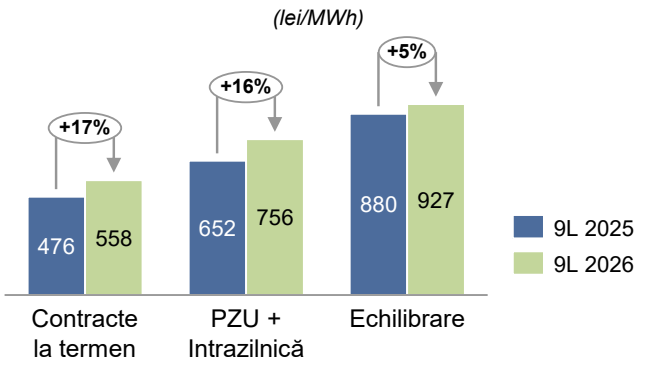
- datorită caracteristicilor sale, CPT în Reţeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condiţiile meteorologice, de structura producţiei şi a consumului de energie electrică la nivel naţional, de

repartizarea fluxurilor de energie electrică în reţeaua de transport internă şi pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puţin spre deloc controlabilă în condiţiile unei pieţe de energie regionale interconectate şi cuplate;

- pe ansamblul primelor 9 luni ale anului 2026 cantitatea necesară CPT în RET a crescut cu circa 11% comparativ cu perioada similară a anului 2025, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai dezavantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai defavorabile din lunile ianuarie și februarie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona;
- începând cu 12.08.2026, SN Nuclearelectrica SA a invocat forţa majoră determinată de nivelul insuficient al apelor Dunării, care a condus la necesitatea opririi unităţilor U1 şi U2 ale CNE Cernavodă şi a sistării livrărilor aferente contractului de vânzare-cumpărare încheiat cu CNTEE Transelectrica SA pentru livrarea a 30MW în bandă. Situaţia de forţă majoră a fost prelungită prin notificări săptămânale, cu o durată estimată cel puţin până la 15.11.2026. Cantitatea de energie nelivrată de SN Nuclearelectrica SA a fost acoperită prin achiziţionarea de pe Piaţa pentru Ziua Următoare, la preţuri mai mari, generate de lipsa unei cantităţi importante de energie din piaţă, determinată de indisponibilitatea CNE Cernavodă;
- preţul mediu al energiei achiziţionate pe PZU a fost mai mare în primele 9 luni ale anului 2026 faţă de perioada similară a anului 2025. Preţul PZU depinde foarte mult de condiţiile meteorologice (secetă, precipitaţii, fenomene extreme) şi de preţurile de pe piaţa europeană. Instabilitatea energetică generată de conflictele din Ucraina şi Iran, precum şi seceta prelungită care a afectat nivelul apelor Dunării şi a condus la oprirea CNE Cernavodă pentru o perioadă îndelungată, sporeşte gradul de volatilitate al preţului pe Piaţa pentru Ziua Următoare, preţurile putând să crească şi cu 30-40% în decurs de o săptămână (de exemplu, în 30.06.2026 s-a înregistrat o medie de 4.744 lei/MWh pentru intervalele de seară);
- 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 preţuri foarte mari pe Piaţa de Echilibrare. Aceste preţuri prezintă un grad mare de volatilitate şi incertitudine, putând varia foarte mult.

Preţul mediu net al energiei achiziţionate pe toate pieţele în 9L 2026 a fost 676 lei/MWh (valoare preliminară la 30 septembrie 2026.)

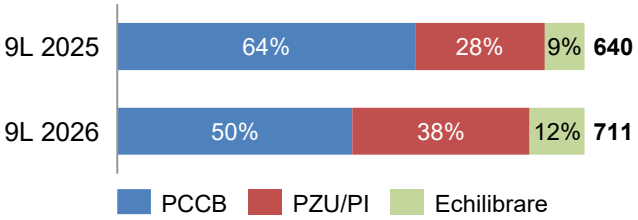
Preţuri medii de achiziţie*



**preţul mediu s-a calculat la valoarea netă (achiziţii –vânzări ţinându-se cont şi de ch. cu serviciile PRE)*

Mixul de achiziţie (cantitativ net) prezintă următoarele componente în cele două perioade analizate:

Mix achiziție CPT pe piețe
(cantități nete, GWh)



Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În intervalul ianuarie-septembrie 2026 aceste cheltuieli au înregistrat o scădere comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent, (de la 40 mil lei în 9L 2025 la 11 mil lei în 9L 2026). Aceste cheltuieli 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.

Cheltuieli privind consumul de energie - consum servicii interne staţii

În vederea desfăşurării activităţii de transport a energiei electrice în staţiile electrice şi operării Sistemului Electroenergetic Naţional în condiţii de siguranţă, Compania trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din staţiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei.

Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu suma de 3 mil lei în 9L 2026 (25,4 mil lei) comparativ cu 9L 2025 (28,4 mil lei).

Cheltuielile cu amortizarea în sumă de 298 mil lei prezintă o creştere cu 9 mil lei influenţată în principal de amortizarea înregistrată în perioada ianuarie-septembrie 2026, calculată la valoarea justă a activelor la 31 decembrie 2025, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

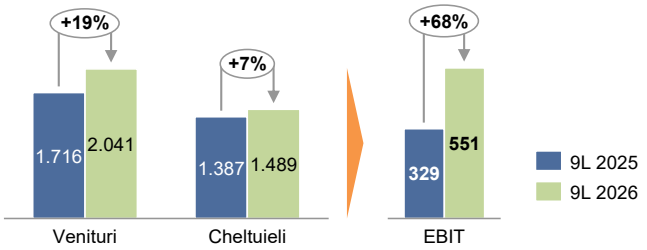
Totodată în intervalul ianuarie-septembrie din 2026 cheltuielile cu amortizarea activelor necorporale - CPT suplimentar sunt în valoare de 68,3 mil lei şi prezintă o ușoară creştere faţă de aceeași perioadă din 2025.

Potrivit art. III din OUG nr. 119/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022 cu modificările şi completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licenţă, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziţia de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, faţă 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-profit permis

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 551 mil lei în 9L din 2026, în creștere cu 223 mil lei față de rezultatul în sumă de 329 mil lei realizat în aceeași perioadă din 2025, în contextul în care veniturile operaţionale au crescut cu suma de 325 mil lei, iar cheltuielille operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu suma de 102 mil lei.

Structura EBIT activități profit permis
(mil lei)



Segmentul zero profit

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere **a veniturilor** (+341 mil lei) de la 2.434 mil lei în 9L 2025 la 2.776 mil lei în 9L 2026, determinată în principal de creșterea veniturilor din piața de echilibrare (+181 mil lei).

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o creștere **a costurilor** (+75 mil lei) determinată în principal de valoarea crescută a cheltuielilor pe piața de echilibrare în perioada analizată.

Veniturile/Cheltuielile privind piaţa de echilibrare au fost mai mari (aproximativ 9%) în 9L 2026 faţă de 9L 2025.

Piața de echilibrare a fost influențată în principal de următoarele elemente:

- evoluţia dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluţia hidraulicităţii;
- evoluţia producţiei şi consumului de energie electrică;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătăţirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producţia prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creşterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producţie a prosumatorilor în raport cu poziţia contractuală;

Pentru perioada următoare a anului 2026 este important să se evalueze corect echilibrul producţie-consum. Elementele importante care vor avea un impact semnificativ asupra evoluţiei pieţei de echilibrare sunt:

- *contextul naţional şi cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcţionării pieţei de echilibrare;*
- *contextul regional şi european de evoluţie a pieţei de energie electrică;*
- *evoluția consumului și impactul prosumatorilor asupra pieţei de energie electrică;*
- *prognozele de precipitaţii şi de temperatură;*
- *evoluţia producţie solare şi eoliene;*
- *evoluţia hidraulicităţii;*
- *evoluţia producţiei şi a consumului de energie electrică la nivel naţional;*
- *comportamentul participanților la piață;*
- *evoluția contractării pe pieţele anterioare pieței de echilibrare*

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creștere în procent de 40% comparativ cu perioada similară a anului trecut (555 mil lei în 9L 2026 față de 395 mil lei în 9L 2025), determinată în principal de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii, în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 2,65%.

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 confomitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele si 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 ANRE, cu modificările şi completările ulterioare.

În perioada ianuarie-septembrie 2026, s-au achiziționat servicii de sistem (capacitate de echilibrare) prin procedură concurențială în baza necesarului stabilit de DEN pentru menținerea stabilității SEN.

Valoarea ***cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare*** în 9L din 2026, a înregistrat o scădere de 19% comparativ cu aceeași perioadă din 2025 (de la 551 mil lei în 9L 2025 la 448 mil lei în 9L 2026).

Pentru perioada următoare a anului 2026 facem următoarele precizări:

- cantitatea de rezerve de capacitate de echilibrare (RRFa, RRFm, la creştere şi reducere de putere) achiziționată efectiv va fi ajustată de DEN în funcție de rezultatele analizelor privind funcționarea SEN pe orizonturi de timp mai apropiate de ziua de funcționare.
- pentru perioada următoare estimăm un trend de creştere a preţului de achiziţie la RRFm reducere de putere generat de contextul național şi regional pe piaţa de energie;
- estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitaţii zilnice şi pe sens, la nivelul Companiei, îl vor avea contextul regional şi european de evoluţie a pieţei de energie electrică, cadrul de reglementare al ANRE privind piaţa de energie electrică şi evoluţia preţurilor pe piața de echilibrare.

Rezultat operațional-zero profit

EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un un rezultat pozitiv, în creștere față de cel înregistrat în primele nouă luni din anul 2025, în sumă de 111 mil lei (-156 mil lei în 9L 2025).

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.

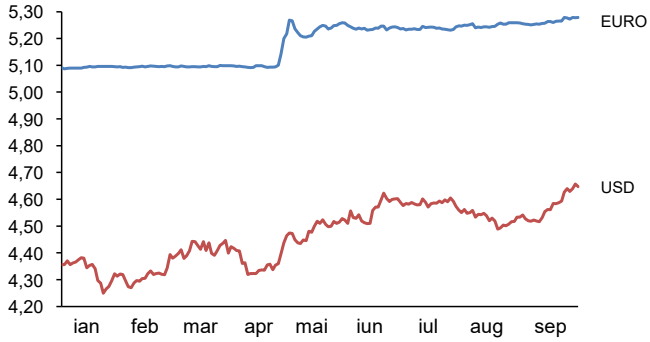
Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

Rezultat Financiar

Rezultatul financiar înregistrat în 9L 2026 este în valoare netă de 29 mil lei, ușor scăzută comparativ cu rezultatul de 31 mil lei din aceeaşi perioadă a anului trecut.

Evoluţia cursului de schimb RON/EUR şi RON/USD în ianuarie-septembrie 2026 este redată în graficul următor:

Evoluția cursului de schimb valutar



II. Rezultat brut Companie (EBT)

Venituri operaționale totale

Veniturile totale operaționale realizate în intervalul ianuarie-septembrie 2026 au înregistrat o creștere în procent de 16% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (4.816 mil lei în 9L 2026 față de 4.150 mil lei în 9L 2025), în contextul creșterii veniturilor din activitățile zero-profit (venituri din servici de sistem), a veniturilor din transport și a veniturilor conjuncturale (interconexiune și ajutoare de avarie) și a altor venituri din exploatare.

Cheltuieli operaționale totale

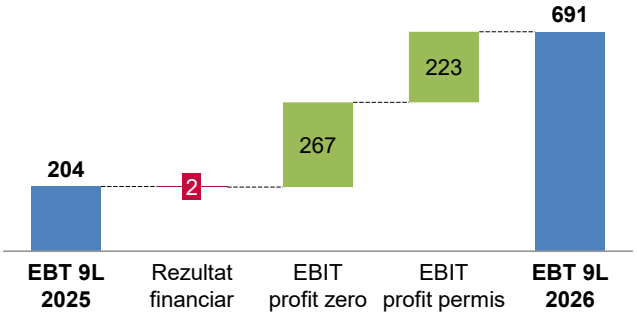
Cheltuielile totale operaţionale (inclusiv amortizarea) realizate pe parcursul ianuarie-septembrie din 2026 au înregistrat o creștere de 4% comparativ cu perioada similară a anului anterior, (4.154 mil lei în 9L 2026 față de 3.978 mil lei în 9L 2025 în contextul creșterii cheltuielilor din activitățile zero-profit (cheltuielile din piața de echilibrare), cât și a celor din activități cu profit permis (creșterea cu 27% a cheltuielilor privind consumul propriu tehnologic).

Rezultatul brut a înregistrat o creștere în perioada analizată, de la 204 mil lei în perioada ianuarie - septembrie 2025 la 691 mil lei în perioada ianuarie - septembrie 2026, datorată în principal creșterii

veniturilor din tarif reglementat, a veniturilor din interconexiune, cât și a veniturilor din servicii de sistem, în condițiile scăderii cheltuielilor din serviciile de sistem/ capacitate de echilibrare.

Dinamica între rezultatul înregistrat în 9L 2026 comparativ cu 9L 2025, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:

Dinamica elementelor EBT
(mil lei)



III. Rezultat net

Rezultatul brut influenţat cu impozitul pe profit în valoare de 80 mil lei a condus la un **rezultatul net** la sfârșitul lunii septembrie 2026 în valoare de 611 mil lei, în creştere faţă de 183 mil lei înregistrat la 30 septembrie 2025.

POZIȚIA FINANCIARĂ

I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în intervalul ianuarie-septembrie 2026 comparativ cu decembrie 2025, creștere în sumă de 477 mil lei, determinată în principal de creșterea valorii nete a imobilizărilor corporale.

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 spaţiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

La data de 24.03.2026 a fost semnat Actul Aditional nr. 3 la contractul de închiriere, pentru o perioadă de 3 luni (01.04.2026-30.06.2026) majorând valoarea contractului cu 517.590 euro (fără TVA). La data de 26.06.2026 a fost semnat contractul – *Servicii de închiriere a unui spațiu într-o clădire de birouri, respectiv mentenanță necesară funcționării CNTEE Transelectrica SA* pentru o suprafață de 9.395 mp, 58 locuri de parcare cu o durată de 60 luni (până la 30 iunie 2031) și o valoare de 11.781.330 euro (fără TVA).

La data de 30 septembrie 2026, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spaţiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 53 mil lei.

Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 30 septembrie 2026 înregistrează un sold de 10,6 mil lei reprezentat de proiectele aflate în derulare, dintre care cele mai semnificative sunt:

- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3,7 mil lei;
- Dezvoltare platforma MARI – 3,1 mil lei;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 3 - Stații CEF Zona 2 STT București – 0,6 mil lei;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 0,6 mil lei;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 2 - Stații CEF Zona 1 STT București – 0,5 mil lei.

În primele nouă luni din 2026 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă 2,9 mil lei, astfel:

- Optimizarea funcţionării 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) Licență soft monitorizare – 1,8 mil lei;

- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - stații CEF Zona STT Constanța și LOT 1 - stații CEF zona STT Bacău- Licențe SCADA – 1 mil lei;
- Infrastructura backup-restore pentru teleconducere – 0,1 mil lei.

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania a aplicat 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 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.

În anul 2025, s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar, doar în primul trimestru, în sumă de 0,9 mil lei 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 la sfârșitul anului 2025 a fost în sumă de 208 mil lei, (139 mil lei la 30.09.2025).

În intervalul ianuarie-septembrie 2026 nu s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar.

Acest venit 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 (2024-2029) în conformitate cu prevederile legislative incidente.

Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 30 septembrie 2026, similar cu cel înregistrat la decembrie 2025, în valoare de 87,9 mil lei, este reprezentat, în principal:

➢ de valoarea netă a acțiunilor deținute de Companie 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;

II. Active circulante

Activele circulante la 30 septembrie 2026 (6.749 mil lei) au înregistrat o creștere în procent de 63% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2025 (4.140 mil lei), datorată creșterii valorii creanțelor cât și a poziției numerar și echivalente de numerar.

Creanțele comerciale înregistrează o creștere cu 47% față de 31 decembrie 2025 (3.725 mil lei la 30 septembrie 2026 comparativ cu 2.535 mil lei la 31 decembrie 2025). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- *clienții din activitatea operațională* care datorită creșterii volumului tranzacţiilor rezultate din cuplarea pieţelor de energie (trimestrul III al anului 2026 față de trimestrul IV al anului 2025) au generat un sold mai mare al creanțelor din activitatea operațională (3.235 mil lei la data de 30 septembrie 2026 față de 1.884 mil lei la data de 31 decembrie 2025).
- *clienţii – piaţa de echilibrare* care datorită scăderii volumului tranzacţiilor din piața de echilibrare în trimestrul III al anului 2026 față de trimestrul IV al anului 2025 a determinat şi scăderea cu 33% a soldului clienţilor din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (336 mil lei la data de 30 septembrie 2026 față de 502 mil lei la data de 31 decembrie 2025).

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, MAVIR, IBEX, OPCOM, Hidroelectrica, Ciga Energy, Electrica Furnizare SA, PPC ENERGIE, RAAN, JAO. Ponderea acestora este de 83,04% în total creanțe comerciale.

- *clienții - schema de sprijin*, care au înregistrat o creștere în intervalul ianuarie-septembrie 2026 (+4,5 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 30 septembrie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 150 mil lei, (145 mil lei la 31 decembrie 2025) 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;

- bonus necuvenit pentru 2025 în sumă de 0,32 mil lei de la UATAA Motru SA;

- contribuţie 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 2025 suma de 4,5 mil lei de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 12,2 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2025, de la următorii producători: Bepco SRL, CET Griviţa SA, Colonia Cluj-Napoca Energie SRL, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroutilaj SA, Modern Calor SA, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group şi Universitatea Politehnica Bucureşti.

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 şi a condiţiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă 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 30 septembrie 2026, în sumă de 271 mil lei au înregistrat o creștere de 11% și includ în principal:

- debitori diverși (111 mil lei), din care:
  - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 86 mil lei (din care suma de 25,85 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin).

Cele mai mari penalități de întarziere la plată au fost înregistrate de: Romelectro (24,5 mil lei), Electrogrup SA (19,6 mil lei), RAAN (16,9 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), OPCOM (5 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), Multiservice G&G SRL (2,2 mil lei), Petprod (1,9 mil lei), CET Eenergoterm Reşiţa (0,5 mil lei), ENNET GRUP (0,5 mil lei).

  - compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice în sumă de 11,9 mil lei: Arelco Power (1 mil lei), Enol Grup (2,5 mil lei) și Next Energy Partners (8,4 mil lei).
  - creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,5 mil lei.
- sume primite cu caracter de subvenție 77,2 mil lei (30,9 la 31 decembrie 2025) aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 19,9 mil lei (8,7 mil lei la 31 decembrie 2025) reprezentate în principal de CPT (5,8 mil lei), impozitul pe construcţii speciale (5,6 mil lei), cotizaţii (2,3 mil lei), contribuţii AMEPIP și ANRE (2 mil lei), impozite şi taxe (1,2 mil lei), chirie și mentenanță clădire birouri (1 mil lei), polițe asigurări (0,6 mil lei), și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 4,4 mil lei (3,2 mil lei la 31 decembrie 2025) 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 30 septembrie 2026 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 760 mil lei au crescut față de decembrie 2025 când au fost în sumă de 372 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"), (IBEX – 485 mil lei, MAVIR – 194,7 mil lei şi JAO – 79,6 mil lei).

TVA de recuperat în sumă de 421 mil lei (393 mil lei la 31 decembrie 2025) este aferentă deconturilor pentru perioada iunie-septembrie 2026, din care până la data prezentului raport, Compania a încasat suma de 169,7 mil lei reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă deconturilor pentru lunile iunie şi iulie 2026.

Ajustările de depreciere existente în sold la 30 septembrie 2026, calculate pentru creanțe comerciale și penalitățile aferente, sunt în valoare de 187 mil lei. Cele mai mari sunt înregistrate pentru Dinergy Power SRL (24,9 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), OPCOM (9,5 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), RAAN (8,5 mil lei),

Next Energy Partners (8,4 mil lei), IBN ENERGY SRL (7,3 mil lei).

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de de 1.852 mil lei la data de 30 septembrie 2026 au înregistrat o creștere în procent de 79% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2025 care era în sumă de 1.037 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 30 septembrie 2026 valoarea împrumuturilor pe termen lung a înregistrat o ușoară scădere (-0,46 mil lei) față de 31 decembrie 2025. Compania nu a efectuat activități de acoperire împotriva riscurilor aferente obligațiilor sale în monedă străină sau expunerii la riscurile asociate ratei dobânzii, toate împrumuturile pe termen lung aflate în sold la 30 septembrie 2026 fiind purtătoare de dobândă fixă.

Valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat o scădere de la 179,4 mil lei înregistrata la 31 decembrie 2025 la 1 mil lei înregistrată la 30 septembrie 2026.

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 03 iunie 2026 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr.5 la contractul de credit, având ca obiect suplimentarea liniei de credit cu 200 mil lei (de la valoarea de 175 mil lei la valoarea de 375 mil lei).

La data de 30 septembrie 2026 linia de credit nu este utilizată.

În intervalul ianuarie-septembrie 2026, **datoriile curente** au înregistrat o creștere în procent de 45%, de la 3.669 mil lei la 31 decembrie 2025 la 5.326 mil lei la 30 septembrie 2026, în principal pe fondul creșterii datoriilor comerciale și altor datorii.

Impact în categoria datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au crescut cu 1.434 mil lei și înregistrează sold în sumă de 3.110 mil lei la 30 septembrie 2026 față de 1.676 mil lei la decembrie 2025.

Această dinamică a fost influențată în principal de:

- creșterea *soldului "datoriilor aferente activității operaționale"* cu 1.657 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 capacitate și energie, au fost influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: IBEX, MAVIR, Bursa Română de Mărfuri, Joint Allocation Office, Hidroelectrica SA, OPCOM, OMV Petrom SA , NOVA H SRL, Complexul Energetic Oltenia SA, CIGA Energy. La 30 septembrie 2026, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 91,32% (81,53% la 31 decembrie 2025).

- *scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"* cu 165 mil lei a fost determinată de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul III al anului 2026, comparativ cu trimestrul IV al anului 2025.

- *scăderea soldului soldului " datoriilor aferente schemei de sprijin"* cu 58 mil lei a fost determinată de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul III al anului 2026, comparativ cu trimestrul IV al anului 2025.

- **furnizorii de imobilizări** au înregistrat o scădere în perioada analizată în sumă 90 mil lei datorită diminuării achiziţiilor de imobilizări, dar și ajungerea la termenul de plată a achiziţiilor efectuate în anul 2025,
- **furnizori alte activități** au crescut cu un procent de 13% (+8 mil lei), creștere reprezentată în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o creștere față de 31 decembrie 2025.
- **"alte datorii"** au crescut cu 36% (+470 mil lei), de la soldul de 1.315 mil lei în 31 decembrie 2025 la 1.785 mil lei la 30 septembrie 2026.

Structura "**alte datorii**" se prezintă, astfel:

- *creditori diverşi* în sumă de 381 mil lei (au crescut cu 146 mil lei față de 31 decembrie 2025) și sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie (373 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (4,8 mil lei), redevență trim III 2026 (1,9 mil lei), garanții și altele (1,2 mil lei),
- *clienți creditori* la data de 30 septembrie 2026 în sumă de 806 mil lei (au crescut cu 135 mil lei față de 31 decembrie 2025) și reprezintă în principal sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț în valoare de 801,6 mil lei, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling), SDAC (Single Day-ahead Coupling), FBMC (Flow Based Market Coupling) şi IDA (Intra Day Auction), de la: BRM (358,3 mil lei), MAVIR (300,8 mil lei), OPCOM (141,8 mil lei), JAO

(0,7 mil lei) şi IBEX (0,06 mil lei).

- *dividendele cuvenite acționarilor Companiei* și neplătite la data de 30 septembrie 2026, în sumă de 0,52 mil lei, se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- *alte datorii pe termen scurt* în sumă de 597 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 566 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 30 mil lei.

III. Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere la 30 septembrie 2026 în procent de 10% (+613 mil lei)

Astfel capitalurile proprii la sfârșitul intervalului ianuarie-septembrie 2026 sunt în valoare de 6.579 mil lei față de 5.966 mil lei la 31 decembrie 2025.

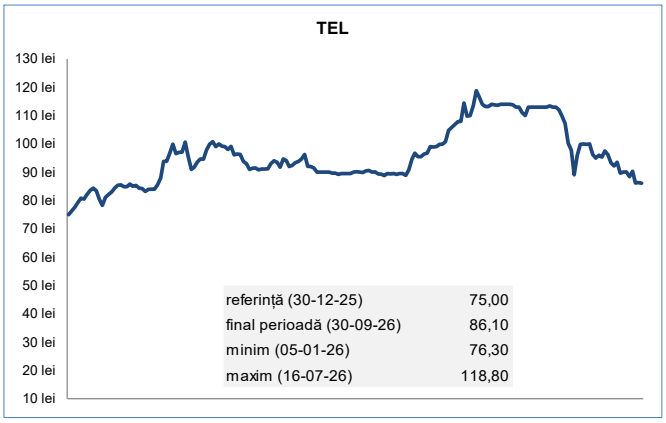
EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

Simbol:	TEL
ISIN:	ROTSELACNOR9
Tip:	Actiuni
Segment:	Principal
Categorie:	Premium
Stare:	Tranzactionabila

În primele nouă luni ale anului 2026, acțiunea TEL a înregistrat o evoluție volatilă, cu o apreciere importantă până la mijlocul lunii iulie, urmată de o corecție accentuată în lunile august și septembrie.

Acțiunea a pornit de la un nivel de tranzacționare de 75,00 lei/acțiune și a atins maximul perioadei de 118,80 lei/acțiune în data de 16 iulie 2026, ceea ce a corespuns unui randament maxim de aproximativ +58,40% raportat la nivelul de început al perioadei.

La finalul celor 9 luni ale anului 2026, prețul TEL a fost de 86,10 lei/acțiune, menținând un randament pozitiv de aproximativ +14,80% YTD și o capitalizare bursieră de aproximativ 6,31 mld. lei.



Lichiditatea acțiunii TEL în primele nouă luni ale anului 2026 a fost susținută, au fost înregistrate 39.740 tranzacții, cu un volum cumulat de 3.984.274 acțiuni și o valoare totală tranzacționată de 375.221 mii lei. Valoarea medie a tranzacțiilor pe acțiune, calculată ca raport între valoarea totală tranzacționată și volumul cumulat, a fost de aproximativ 94,18 lei/acțiune.

Acțiunile Transelectrica sunt incluse în mai mulți indici calculați de Bursa de Valori București, printre care BET, BET-TR, BET-TRN, BET-XT, BET-XT-TR, BET-XT-TRN, BETPlus, BET-NG, BET-EF și BET-BK.

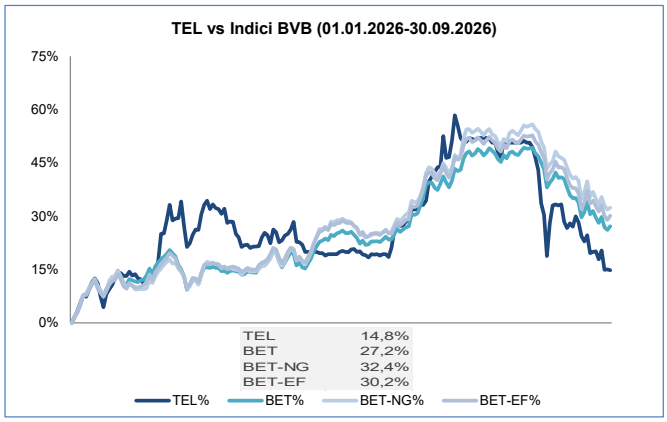
Dintre aceștia, cei mai relevanți pentru analiza comparativă a Companiei sunt:



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

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

Evoluția acţiunii TEL



Pentru anul financiar 2025 a fost distribuit un dividend brut de 0,48 lei/acțiune, cu ex-date 9 iulie 2026 și începerea plății la 30 iulie 2026.

Pe baza prețului inițial de 75 lei, randamentul simplificat al investitorului care a deținut acțiunea din 30.12.2025 până la 30.09.2026 și a încasat dividendul brut ar fi de circa +15,44% (calculul nu include impozite, comisioane sau reînvestire).

Conform ajustării periodice comunicate de BVB în luna septembrie 2026, acțiunile TEL sunt menţionate cu o pondere de 2,01% în indicele BET, de 3,33% în indicele BET-NG şi 2,42% în indicele BET-EF.

Conform Buletinului lunar BVB, TEL prezintă un rezultat pe acțiune (EPS) de 6,46 lei, un multiplu preț/profit (PER) de 13,32 și un raport preț/valoare contabilă (P/BV) de 0,98.

La nivel internațional, acțiunile TEL sunt menționate în comunicări BVB privind reprezentarea României în indicii MSCI dedicați piețelor de frontieră.

PRINCIPALELE RISCURI ŞI INCERTITUDINI

Principalele riscuri financiare pe care Compania le poate întâmpina în cadrul desfăşurării activităţii sale sunt sumarizate în cele ce urmează.

- **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 şi riscul de lichiditate. Alte riscuri ce pot afecta performanţa Companiei sunt: riscul privind prevederile din acordurile de finanţare, 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 desfăşurării activităţii sale sunt sumarizate în cele ce urmează:

Riscul de rată a dobânzii

Pentru limitarea impactului fluctuațiilor ratelor dobânzii, Transelectrica menține împrumuturile pe termen lung la rate fixe ale dobânzii, în timp ce facilitățile pe termen scurt beneficiază de dobânzi negociate raportate la indicii de piață.

Componenta variabilă a ratei de dobândă pentru creditele atrase de Companie poate influența deopotrivă fluxurile de numerar din activitatea operațională precum și profitabilitatea, dacă valorile acestor indici față de care rata de dobândă este calculată se modifică semnificativ.

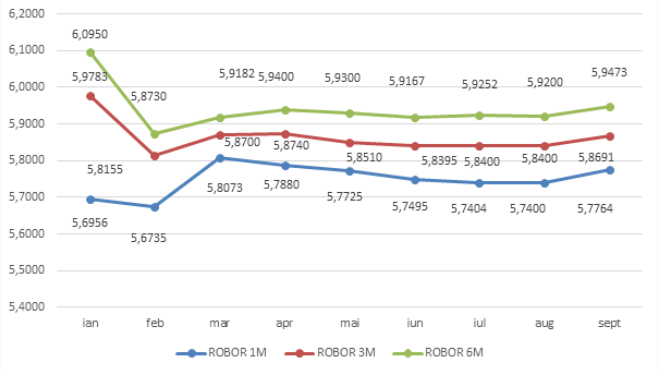
Expunerea companiei la riscul de variație a ratei dobânzii se manifestă mai ales prin linia de credit pe termen scurt, care are dobândă variabilă.

Pe termen scurt, Transelectrica are contractată o linie de credit pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență și finanțarea capitalului de lucru al Companiei, cu o dobândă variabilă calculată în funcție de referința ROBOR 1M. La data de 30 septembrie 2026 linia de credit nu a fost utilizată.

Pe termen lung compania are contractat 1 împrumut cu dobândă fixă acordat de către Banca Europeană de Investiții (BEI) la data de 5 august 2010 cu maturitate la 11 aprilie 2028. Soldul la acest credit BEI la 30 septembrie 2026 este 384.615,30 EUR.

Având în vedere că împrumutul pe termen lung contractat de către Companie, este cu dobândă fixă, putem afirma faptul că impactul acestui risc este scăzut.

ROBOR 1M, 3M, 6M ianuarie-septembrie 2026



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.

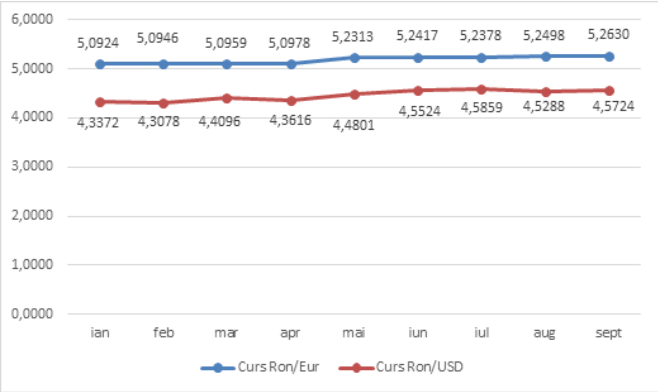
De asemenea riscul valutar a fost determinat de o combinație de factori interni și externi, inclusiv politici fiscale, situația politică internă și tendințele piețelor financiare globale.

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 primelor 9 luni ale anului 2026, deși leul a resimțit anumite presiuni de depreciere pe fondul deficitului de cont curent, diferențele de curs valutar înregistrate nu au generat pierderi financiare semnificative, impactul asupra rezultatelor financiare fiind menținut la un nivel redus.

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.

Evoluție curs valutar ianuarie-septembrie 2026



Riscul de lichiditate

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

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.

În perioada ianuarie – septembrie 2026, Compania a menținut un nivel adecvat al lichidității. Fluxurile de numerar operaționale au fost pozitive, asigurând capacitatea Companiei de a-și onora obligațiile scadente.

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.

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.

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.

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 acesteia.

- **Riscurl legislativ**

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

În perioada analizatâ, nu au existat implementări de măsuri fiscale majore care să pună presiune pe sustenabilitatea investițiilor.

Transelectrica a asigurat conformitatea deplină, prin monitorizarea continuă și un management preventiv, 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.

La data de 30 septembrie 2026, 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 creşterii costurilor de finanţare pe piaţa de credit, ceea ce poate afecta semnificativ Compania având în vedere o posibilă nevoie de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiţii din cadrul Planului de Dezvoltare RET 2026-2035.

În data de 16 martie 2026, agenția Moody's Ratings a publicat actualizarea anuală a Opiniei de Credit pentru CNTEE Transelectrica SA.

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.

Ratingul „Baa3" (investment grade) reflectă profilul de risc scăzut al Companiei ca operator de monopol al rețelei de transport al energiei electrice din România și cadrul de reglementare stabil (Etapa a V-a, începută în ianuarie 2025).

Moody's evidențiază un profil financiar robust, susținut de un grad de îndatorare redus și o lichiditate solidă. Perspectiva negativă rămâne corelată cu perspectiva ratingului suveran al României (Baa3 Negativ).

Din perspectiva investițiilor și a dezvoltării, este evidențiat rolul strategic al Companiei în implementarea planului de investiții pentru modernizarea rețelei și extinderea capacităților de interconectare regională.

Monitorizând elementele analizate de agentia de rating, precum lichiditatea, veniturile, structura datoriei, covenanții, 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 o diminuare a interesului investitorilor.

- **Riscul investițional**

Pe parcursul perioadei analizate, 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 întârzieri.

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 ope-rațiunile 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.

- **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 angajaţilor sau de evenimente externe – inclusiv hazard, ar putea influenţa negativ activitatea Companiei, reprezentând un obstacol în atingerea rezultatelor propuse și afectând totodată situaţia financiară a Companiei:

- Pierderea stabilității SEN,
- Avarii la instalații și echipamente; Avarierea / indisponibilizarea instalațiior și echipamentelor,
- Avarierea/ defectarea / indisponibilizarea:
  - 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, cu precădere în luna august, România s-a confruntat cu debite foarte reduse ale Dunării, producție hidro și fotovoltaică afectată și dependență crescută de importuri.

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

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.





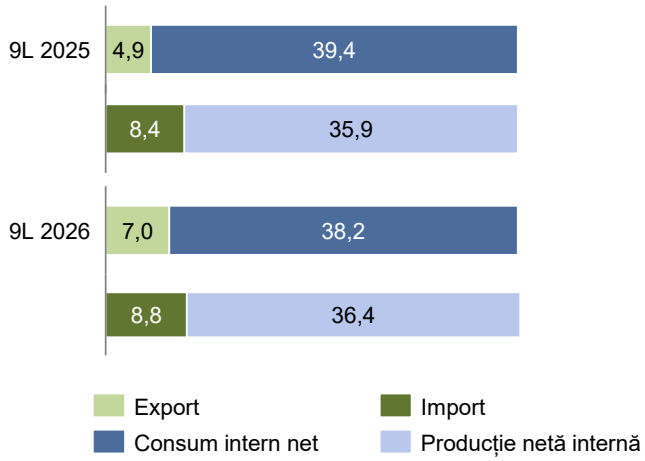
Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – septembrie 2026 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2025, se observă o scădere de 3% a consumului intern net[1] și o creștere cu 1% a producției nete de energie.

Schimburile fizice transfrontaliere de export au înregistrat în primele 9 luni din 2026 o creștere de 43% față de aceeași perioadă din anul 2025, iar cele de import o creștere în procent de doar 4% față de aceeași perioadă a anului trecut.

Balanța energetică
(TWh)



Referitor la consumul de energie electrică la nivelul SEN, în primele 9 luni ale anului 2026, acesta a înregistrat scăderi lunare, cu valori cuprinse între -0,91% (martie) și -7,07% (iulie), cu excepția lunii ianuarie, când a înregistrat o creștere de +6,29%.

Creșterea consumului înregistrat în luna ianuarie 2026, s-a datorat în mare parte temperaturii medii, care a atins valoarea de -1,80ºC, apropiată de norma climatică -1,87ºC, însă cu mult sub valoarea înregistrată în anul 2025, cand s-au înregistrat +1,80ºC.

În rest, valorile medii lunare au înregistrat anomalii pozitive, situându-se în general peste norma climatologică, cu excepția lunilor aprilie, mai și iulie, în care ecartul de temperatură a fost ușor negativ (-0,85ºC în aprilie, -0,27ºC în mai și respectiv -0,25 ºC în luna iulie).

MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu aceeaşi perioadă a anului 2025, s-a înregistrat o scădere pe componentele din surse Termo în procent de 3% și Nuclear în procent de 31%. Creștere au înregistrat componentele Regenerabile și Hidro în procent de 31% respectiv 10%.

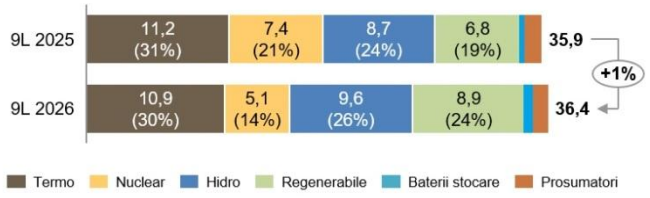
În ceea ce privește energia netă produsă pentru lunile august și septembrie 2026, aceasta nu include cantitățile de energie introduse în rețea de către prosumatori.

De asemenea, pentru luna septembrie 2026 valorile pentru energiile în centralele termoelectrice și hidroelectrice sunt provizorii.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – septembrie 2026 se observă că cea mai mare pondere, 30%, este reprezentată de componenta Termo urmată de componenta Hidro 26%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de 24% respectiv 14%.

Trebuie menționat totodată faptul că datele aferente lunilor august și septembrie 2026 sunt preliminare.

Mix producție energie electrică netă
(TWh)



PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

În intervalul ianuarie-septembrie 2026, puterea instalată în centralele pe surse termo a înregistrat, comparativ cu aceeași perioadă din 2025, o scădere cu aproximativ 20%, de la 5.507 MW instalați la 30 septembrie 2025, la 4.427 MW instalați la 30 septembrie 2026.

La data de 01 octombrie 2026, puterea brută instalată în SEN totaliza 20.729 MW, cu următoarea structură pe surse primare de energie: cărbune – 1.520 MW (1.345

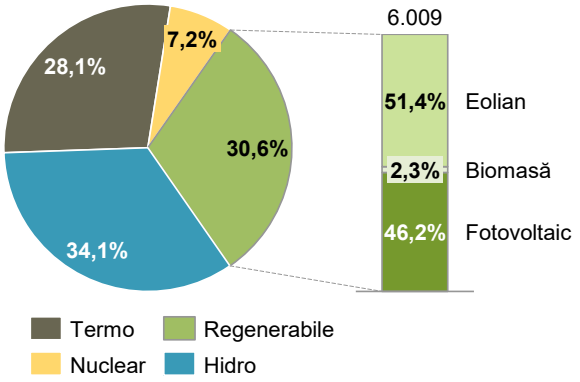
[1] *valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție, consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj precum şi stocare consum*

MW net), hidrocarburi – 2.907 MW (2.376 MW net), nuclear – 1.413 MW (1.300 MW net), hidro – 6.689 MW (6.366 MW net), eolian – 3.441 MW (3.381 MW net), fotovoltaic – 4.614 MW (4.511 MW net), biomasă – 145 MW (134 MW net).

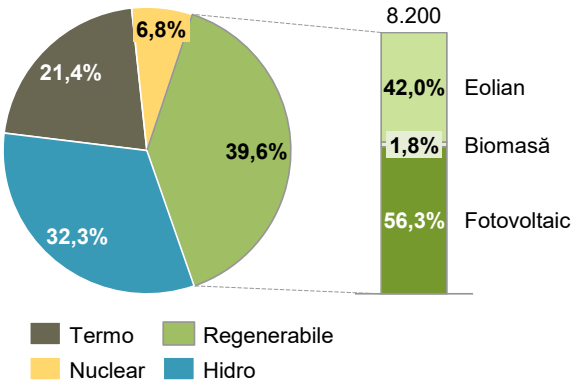
În ceea ce privește puterea instalată în instalațiile de stocare, la data de 01.10.2026 aceasta totaliza 1.161,99 MW (cu o capacitate de stocare de 2.312,00 MWh), iar puterea instalată la prosumatori însuma 4.149 MW (la data de 01.08.2026).

Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu ianuare-septembrie 2025, este redată în graficele care ce urmează:

Putere instalată 9L 2026 (19.617 MW. valoare brută)



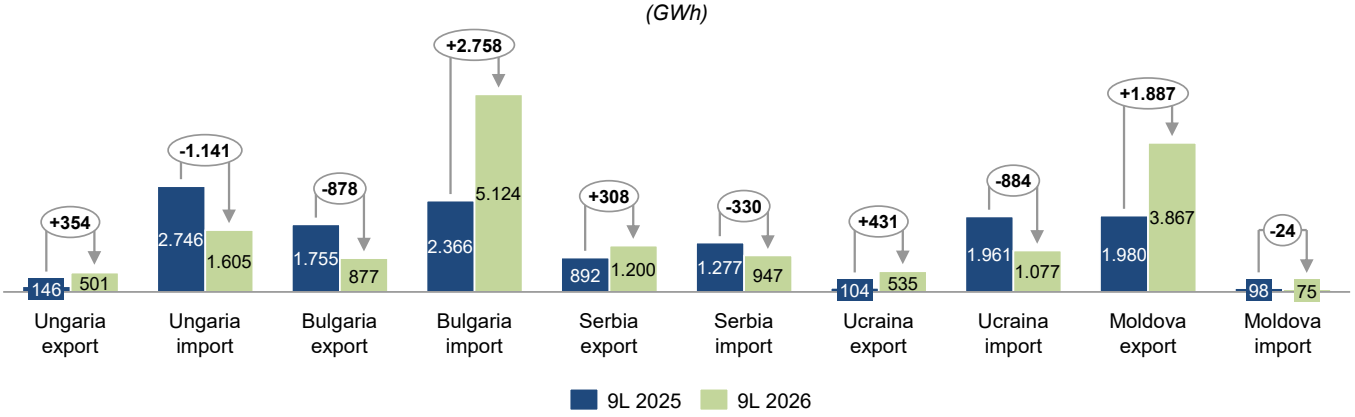
Putere instalată 9L 2025 (20.729 MW. valoare brută)



FLUXURI TRANSFRONTALIERE

Fluxurile fizice atât de import cât și de export pe fiecare graniță sunt prezentate în cele ce urmează:

Fluxuri fizice
(GWh)



Distribuţia **fluxurilor fizice** de **import (9L 2026: 8,83 TWh, 9L 2025: 8,45 TWh) / export (9L 2026: 6,98 TWh, 9L 2025: 4,88 TWh)** pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – septembrie 2026 faţă de ianuarie - septembrie 2025 se prezintă astfel:

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

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - septembrie 2025, fluxurile fizice de export au scăzut pe granița cu Bulgaria (-50% -878 GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (+35% +308 GWh) Ungaria (+242% +354 GWh), Ucraina (+415% +431 GWh) și Moldova (+95% +1.887 GWh).

În semestrul I din anul 2025, s-a înregistrat o scădere de 10% a schimburilor comerciale de import și o creștere de 11% a schimburilor comerciale de export, pe fondul unui consum intern de energie electrică la nivelul SEN mai redus față de perioada similară de anul trecut (cu excepția lunii ianuarie) şi în condițiile variațiilor de hidraulicitate din această perioadă (comparativ cu anul trecut, s-au înregistrat valori mult mai mari în primul trimestru și mult mai mici în trimestrul al doilea din 2026).

În ceea ce privește trimestrul III din anul 2025, s-a înregistrat o creștere de 9% a schimburilor comerciale de import și o creștere de 14% a schimburilor comerciale de export, pe fondul unui consum intern de energie electrică la nivelul SEN mai redus față de perioada similară de anul trecut şi în condițiile variațiilor de hidraulicitate din această perioadă (comparativ cu

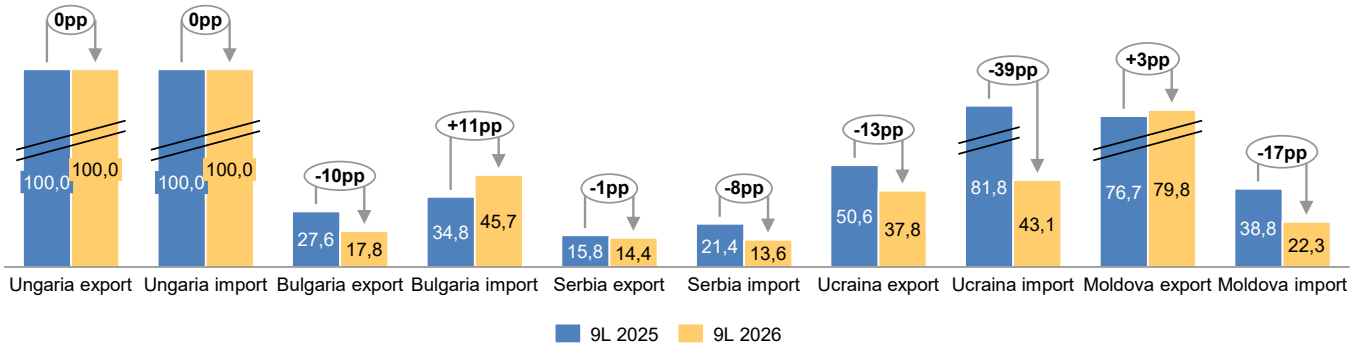
anul trecut, s-au înregistrat valori mult mai mici în trimestrul al treilea din 2026).

Menționăm că începând cu anul 2026, identificarea schimburilor comerciale de energie electrică se raportează la capacitatea utilizată de import și export de energie electrică.

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 Imbance 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 export, având în vedere că licitațiile pe termen scurt sunt de tip implicit (se alocă simultan capacitate și energie), iar începând cu luna 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 lunare nu mai reprezintă un drept fizic care poate fi utilizat de către participant, ci doar un drept financiar al acestuia).

Grad de utilizare a capacității total alocate (%)



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

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Reţeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condiţiile meteorologice, de structura producţiei şi a consumului de energie electrică la nivel naţional, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în reţeaua de transport internă şi pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puţin spre deloc controlabilă în condiţiile unei pieţe de energie regionale interconectate şi cuplate.

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în intervalul ianuarie – septembrie 2026, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2026 CPT-ul a crescut față de luna ianuarie 2025 cu 23,2%, ca urmare a creștererii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai dezavantajoase pe liniile de interconexiune pe toate granițele cu excepția celei cu Moldova, care au dus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, respectiv a condițiilor meteorologice 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 2,09% în 2025 la 2,46% în 2026.

Energia intrată în contur a crescut cu 4,5% în luna ianuarie 2026 (181,8 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a creșterii cu 1,36% (37,2 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, cu 66,6% (110,1 GWh) a energiei primite din RED și cu 3,0% (34,5 GWh) a energiei primite din import.

În luna februarie 2026 CPT-ul a crescut față de luna februarie 2025 cu 49,9%, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai dezavantajoase pe liniile de interconexiune pe toate granițele cu excepția celei cu Moldova, care au dus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, respectiv a condițiilor meteorologice 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 1,95% în 2025 la 2,79% în 2026.

Energia intrată în contur a crescut cu 4,7% în luna februarie 2026 (173,8 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a creșterii cu 137,3% (186,5 GWh) a energiei primite din RED și cu 3,1% (32,0 GWh) a

energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 1,8% (44,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

În luna martie 2026 CPT-ul a crescut față de luna martie 2025 cu 9,8%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export dezavantajoase pe granițele cu Bulgaria, Ungaria și Ucraina, care au dus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,31% în 2025 la 2,55% în 2026.

Energia intrată în contur a scăzut cu 0,3% în luna martie 2026 (12 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a scăderii cu 21,55% (204,4 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 4,6% (111,3 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 32,16% (81,1 GWh) a celei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații mai mici, determinând scăderea pierderilor corona.

În luna aprilie 2026 CPT-ul a scăzut față de luna aprilie 2025 cu 2,8%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai dezavantajoase pe liniile de interconexiune pe granițele cu Ungaria, Ucraina și Bulgaria, care au dus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, respectiv repartizării producției în teritoriu, care a dus la transportul de energie distanțe mai mici față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,37% în 2025 la 2,42% în 2026.

Energia intrată în contur a scăzut cu 4,8% în luna aprilie 2026 (154,9 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a scăderii cu 5,03% (103,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, cu 17,1% (159,5 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 40,5% (108,1 GWh) a energiei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații ceva mai mari în zonele cu densitate mai mare de linii de transport, determinând creșterea pierderilor corona.

În luna mai 2026 CPT-ul a scăzut față de luna mai 2025 cu 0,69%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, respectiv 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 crescut de la 2,27% în 2025 la 2,45% în 2026.

Energia intrată în contur a scăzut cu 8,04% în luna mai 2026 (252,8 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a scăderii cu 25,7% (511,8 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 11,2% (96 GWh) a energiei primite din import și cu 55,5% (163 GWh) a energiei primite din RED.

În luna iunie 2026 CPT-ul a crescut față de luna iunie 2025 cu 21,38%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export dezavantajoase pe granițele cu Bulgaria, Ungaria și Ucraina care au dus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, respectiv a condițiilor meteorologice 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 1,88% în 2025 la 2,21% în 2026.

Energia intrată în contur a crescut cu 3% în luna iunie 2026 (88,7 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a creșterii cu 27,14% (226,2 GWh) a energiei primite din import și cu 12,71% (33,6 GWh) a celei primite din RED în condițiile scăderii cu 9,2% (171.1 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

În luna iulie 2026 CPT-ul a scăzut față de luna iulie 2025 cu 3,6%, 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 Serbia și Moldova, care au dus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, respectiv a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații ceva mai mici, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,84% în 2025 la 1,92% în 2026.

Energia intrată în contur a scăzut cu 7,9% în luna iulie 2026 (284,1 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a scăderii cu 12,6% (300,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, cu 5,8% (61,5 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 48,3% (78,3 GWh) a energiei primite din RED.

În luna august 2026 CPT-ul a crescut față de luna august 2025 cu 5,2%, ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai dezavantajoase pe liniile de interconexiune pe granițele cu Ungaria și Bulgaria, care au dus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse.

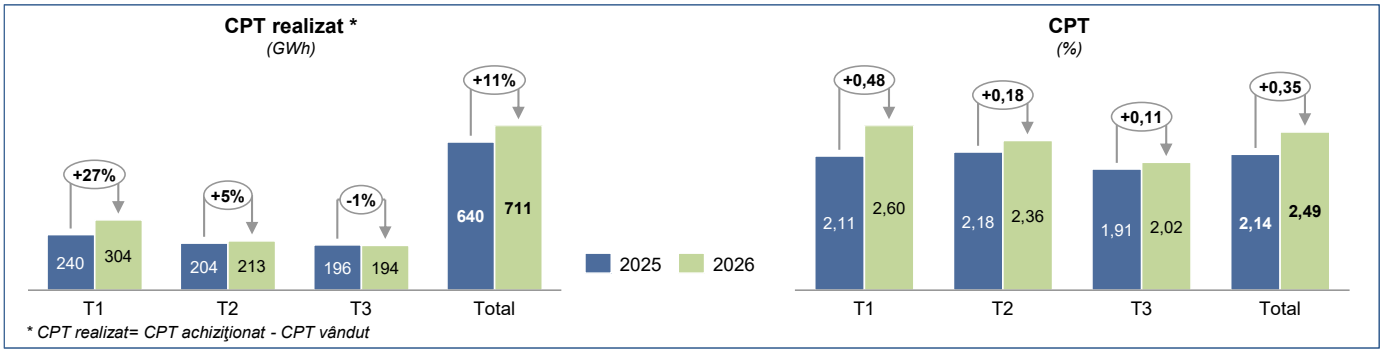
Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,89% în 2025 la 2,05% în 2026.

Energia intrată în contur a scăzut cu 3% în luna august 2026 (99,6 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a scăderii cu 17,7% (416,3 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 23,1% (188,4 GWh) a energiei primite din import și cu 79,7% (128,3 GWh) a energiei primite din RED.

Condițiile meteorologice au fost caracterizate de cantități de precipitații ceva mai mici, determinând reducerea pierderilor corona.

În luna septembrie 2026 CPT-ul a scăzut față de luna septembrie 2025 cu 4,0%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export avantajoase pe granițele cu Serbia, respectiv a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,00% în 2025 la 2,09% în 2026. Energia intrată în contur a scăzut cu 7,9% în luna septembrie 2026 (261,6 GWh) față de perioada similară din 2025, ca urmare a scăderii cu 25,9% (604,3 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, în condițiile creșterii cu 28% (227GWh) a energiei primite din import și cu 70,3% (115,7 GWh) a energiei primite din RED.



Concluzii

În trimestrul I din 2026 CPT-ul în RET a crescut cu 26,5% comparativ cu anul 2025, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai dezavantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai defavorabile din lunile ianuarie și februarie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 2,11% la 2,6%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 3,02% peste cea din anul anterior.

Pe ansamblul trimestrului II al anului 2026 CPT-ul în RET a crescut cu 4,5% comparativ cu anul 2025, ca urmare a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai dezavantajoase în special pe granițele cu Bulgaria, Ungaria și Ucraina și a condițiilor meteorologice mai defavorabile din lunile aprilie și iunie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 2,18% la 2,36%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 3,4% sub cea din anul anterior.

Pe ansamblul semestrului I al anului 2026 CPT-ul în RET a crescut cu 16,4% comparativ cu anul 2025, ca urmare a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai dezavantajoase și a condițiilor meteorologice mai defavorabile din lunile ianuarie, februarie, aprilie și iunie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 2,14% la 2,49%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu doar 0,1% peste cea din anul anterior.

În trimestrul III al anului 2026 CPT-ul în RET a scăzut cu 1,0% comparativ cu anul 2025, ca urmare în principal a scăderii energiei intrate în conturul RET, și a condițiilor meteorologice mai favorabile, caracterizate de cantități mai mici de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au crescut de la 1,91% la 2,02%, în condițiile în care energia intrată în RET a fost cu 6,3% mai mică decât cea din anul anterior.



Dezvoltare RET

IMOBILIZĂRI ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 30 septembrie 2026 faţă de 31 decembrie 2025 pe fondul creşterii sumelor imobilizărilor corporale în curs reprezentate în principal, de realizarea lucrărilor de investiţii în staţiile şi liniile electrice de înaltă tensiune, a modernizărilor staţiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, etc, din care cele mai semnificative sunt prezentate mai jos:

- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 74 mil lei;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 62,5 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier - Reşiţa - Timişoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 60,2 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 34,7 mil lei;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu, 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 – 33,5 mil lei;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile Transelectrica SA - LOT 2 - Stații CEF Zona 1 STT București – 32,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 32 mil lei;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile Transelectrica SA - LOT 5 - Stații CEF Zona STT Constanța – 28,5 mil lei;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile Transelectrica SA - LOT 3 - Stații CEF Zona 2 STT București – 25,7 mil lei.

Valoarea imobilizărilor (corporale și necorporale) înregistrate în contabilitate în primele nouă luni ale anului 2026 este de 431 mil lei (319,5 mil lei în aceeași perioadă a anului 2025) în creștere cu 45 mil lei.

Cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, sunt reprezentate în principal de punerea în funcţiune a obiectivelor de investiţii, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:

- 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 – 269,4 mil lei;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - stații CEF Zona STT Constanța – 28,7 mil lei;
- Instalarea Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CN Transelectrica SA - LOT4 - stații CEF Zonele STT Cluj, Pitești, Sibiu, Timișoara – 16,5 mil lei;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 1 - stații CEF zona STT Bacău – 12,8 mil lei;
- Relocare LOT 1 (intersecțiile 1-5) Focșani - Bacău – 13 mil lei;
- Racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere CEF 165,141 MW Iepurești, amplasat în localitatea Iepurești, județul Giurgiu – 11 mil lei;
- Realizarea lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere și de consum Instalație de Stocare Fântânele cu putere maximă simultană aprobată pentu evacuare de 34,270 MW, cu puterea instalată de 35,2 MW – 9,5 mil lei.

IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în ianuarie-septembrie 2026 sunt în sumă de 714 mil lei, în creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2025 când achizițiile au fost în sumă de 375 mil lei.

Totodată soldul imobilizărilor corporale în curs de execuţie conform poziției financiare la 30 septembrie 2026, în sumă de 1.427 mil lei, este reprezentat de proiectele aflate 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 – 334 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 142,9 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 129,5 mil lei;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu, 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 – 96,9 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier - Reşiţa - Timişoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 79,1 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 61,6 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlpu – 56,2 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 52,6 mil lei.

PROGRAMUL ANUAL DE INVESTIŢII

Cheltuielile pentru investiţii la 30 septembrie 2026 pe principalele capitole din programul anual de investiţii se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categorii de cheltuieli	Programat* (mil. lei)	Realizat (mil. lei)
	Total general (A+B)	**1.035,84**	**757,33**
A	**Cheltuieli totale proprii Companiei**	**788,38**	**616,41**
A1	**Cheltuieli proprii Companiei**	**650,83**	**479,21**
A2	**Cheltuieli proprii Companiei - PNRR**	**137,54**	**137,20**
B	**Investiţii finanţate din tarif de racordare**	**247,46**	**140,93**

(*) PAI 2026 rev. A5

Gradul de realizare a programului anual de investiţii la 30 septembrie 2026 este de 73,1% față de PAI rev.A5 și 86,7% față de bugetat 9 luni 2026 la **Total General** și de 78,2% față de PAI rev.A5 și 86,1% față de bugetat 9 luni 2026 la categoria **Total Cheltuieli proprii** Companiei.

Valoarea realizată a investiţiilor în continuare este de 457,09 mil lei şi reprezintă 74,2% din cheltuielile de investiţii proprii Companiei realizate în anul 2026.

Valoarea realizată a investiţiilor finanțate din tarif de racordare este de 140,93 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 2026 se află în acest moment la revizia A5 a PAI 2026.

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în ianuarie-septembrie 2026 sunt:

- Proiect Pilot – Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală – 476 mil lei,
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – lucrări – 81,7 mil lei,
- Servicii de închiriere a unui spațiu într-o clădire de birouri, respectiv mentenanța necesară funcționării Transelectrica SA - Executiv – 61,7 mil lei,
- Rețea de comunicații cloud privat și soluție de comunicații EDC SCADA nou – 38,5 mil lei,
- Achiziție și montaj AT 4 400MVA, 400/220kV în stația 400/220/110kV Mintia – 34,5 mil lei.

FONDURI EUROPENE

Colaborarea dintre Transelectrica şi Universitatea Politehnica din Bucureşti

Investiţia în formarea tinerilor reprezintă un obiectiv de bază pentru Companie.

Transelectrica participă 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 perioada 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 Transelectrica s-au organizat constant stagii de practică.

În peroada aprilie – iunie 2026 s-au derulat în cadrul Companiei stagii de pregătire practică pentru elevii cu care au fost încheiate contracte individuale de pregătire practică în învățământul dual (5 elevi de clasa a X-a, calificarea "Electronist aparate și echipamente" și 5 elevi de clasa a XI-a, calificarea "Electronist rețele de telecomunicații" de la Colegiul Tehnic de Poștă și Telecomunicații "Gheorghe Airinei" București).

De asemenea, cei 15 studenți de la programul de masterat dual "Sisteme de energie regenerabilă”, cu care au fost încheiate contracte individuale de studii și pregătire practică în învățământul dual, au efectuat în lunile aprilie-mai 2026 cinci săptămâni de practică în cadrul DEN, Executiv-OMEPA și la Sucursala București.



Fondul de Modernizare

I. În prezent sunt în derulare 13 Contracte de finanțare:

1. Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (d.c.) Medgidia Sud-Constanța Nord, echipată cu un singur circuit;
2. Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (1c) Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN;
3. Etapa 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;
4. Etapa III "Axul Banat", Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV Timișoara/Săcălaz – Arad, Retehnologizarea stației de110kV Arad și trecerea la 400kV și construirea noii stații Săcălaz de 400 kV;
5. Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlpu;
6. Proiect pilot - Retehnologizarea Stației de 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală;
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;
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);
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;
10. Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului;
11. Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit;
12. Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines;
13. Creșterea calității reglajului de tensiune în stația Gutinaș;

Pentru proiectele 12 și 13 au fost semnate în luna august contractele de finanțare aferente proiectelor de investiții după cum urmează:
Pentru proiectul 12 Contract de finanțare nr. 1705/28.08.2026, valoarea finanțării nerambursabile 97,7 mil. lei;

Pentru proiectul 13 Contract de finanțare nr. 1704/28.08.2026valoarea finanțării nerambursabile 253,5 mil. lei.

În perioada ianuarie-septembrie 2026 au fost depuse Notificări privind actualizarea Graficelor de depunere a Cererilor de prefinanțare/rambursare și Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare, în valoare totală de 286,6 mil lei.

II. Totodată în luna decembrie 2025 prin Decizia Comisiei Europene C(2025) 8841 din data de 10.12.2025 au fost aprobate la finanțare 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 perioada de referință ianuarie-august 2026, au fost desfășurate activitățile aferente procesului de contractare a fondurilor nerambursabile aprobate, iar în luna august 2026 au fost semnate contractele de finanțare.

Proiectul "LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan"

Proiectul "LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan", este finanţat prin Programul Operaţional Infrastructură Mare 2014-2020, Axa prioritară 8 - *Sisteme inteligente şi sustenabile de transport al energiei electrice şi gazelor naturale, Obiectivul specific 8.1 – Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile.*

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 100,3 mil 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 138,1 mil 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.

A fost inițiată implementarea Hotărârii de Guvern nr. 174/2025 din 27 februarie 2025, care a aprobat 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.

În perioada ianuarie-septembrie 2026 Cereri de rambursare în valoare totală de **30,4 mil lei**, după cum urmează:

- Cererea de rambursare nr. 3, depusă *în luna ianuarie 2026, în valoare de 16,9 mil lei – încasată în luna martie 2026*
- *Cererea de rambursare nr. 4, depusă în luna martie 2026, în valoare de 2,2 mil lei – încasată în luna aprilie 2026*
- *Cererea de rambursare nr.5, depusă în luna iunie 2026, în valoare de 5,5 mil lei – încasată în luna iunie 2026*
- *Cererea de rambursare nr.6, depusă în luna iunie 2026, în valoare de 1.2 mil lei – încasată în luna iulie 2026*
- *Cererea de rambursare nr. 7, depusă în luna august 2026, în valoare de 2,3 mil lei, încasată în luna august 2026;*
- *Cererea de rambursare nr. 8, depusă în luna septembrie 2026, în valoare de 2,3 mil lei – aprobată integral pentru suma de 2,3 mil lei, în următoarea perioadă urmează încasarea sumei de către Transelectrica.*

De asemenea, în perioada ianuarie-septembrie 2026 au fost elaborate și transmise Rapoartele de progres nr. 1 (înregistrat cu nr. 5761/09.02.2026), nr. 2 (înregistrat cu nr. 22363/30.04.2026) şi nr.3 (înregistrat cu nr. 39565/10.08.2026).

Planul REPowerEU

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 investiţiei finanţate prin REPowerEU este de a creşte flexibilitatea şi de a soluţiona blocajele din reţeaua de electricitate pentru accelerarea integrării capacităţilor suplimentare de energie regenerabilă şi pentru creşterea gradului de rezilienţă a reţelei, consolidând, în acelaşi timp, securitatea cibernetică printr-o mai bună capacitate de reacţie la atacurile cibernetice.

În data de 09.04.2024 a fost semnat Contractul de finanțare 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.

După semnarea Contractului s-au realizat activităţi aferente pentru implementarea Investiției 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice (alocare 56.237.200 euro), finanțată prin Planul Național de Redresare și Reziliență, aferentă Componentei 16. REPowerEU , care 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.;*
- *Subinvestiția 5b. – Retehnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A;*
- *Subinvestiția 5c. - Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date –Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.*

În perioada ianuarie-august 2026 au fost transmise către Secretariatul General al Guvernului raportări bilunare privind stadiul implementării Investiției 5, raportări săptămânale privind stadiul implementării Subinvestiției 5a, dar și Raportele de progres trimestriale nr.1 şi nr.2 din anul 2026.

De asemenea, în perioada de referință au fost transmise către SGG Cereri de transfer în valoare de 136,8 mil. lei, după cum urmează:

- Cerere de transfer nr. 4, înregistrată cu nr. 23395/06.05.2026, în valoare de 5,3 mil. lei;
- Cerere de transfer nr. 5, înregistrată cu nr. 37070/21.07.2026, în valoare de 24,7 mil. lei;
- Cerere de transfer nr. 6, înregistrată cu nr. 42423/26.08.2026, în valoare de 37,2 mil. lei;
- Cerere de transfer nr. 7, înregistrată cu nr. 43807/07.09.2026, în valoare de 69,7 mil. lei;

Programul „Horizon –Europe”

Reprezentanţii Companiei participă în cadrul Consorţiilor formate pentru dezvoltarea proiectelor ***dezvoltarea proiectelor TwinEU şi SmarTWin*** *finanţate prin Programul de Cercetare – Inovare al Uniunii Europene Horizon.*

Proiectul TwinEU *(Digital Twin for Europe) finanţat prin programul Horizon Europe, a demarat la data de 01.01.2024 şi 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 creşterea nivelului de eficienţă şi de penetrare a tehnologiilor smart în cadrul reţelelor 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 pentru Companie 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 Naţional Integrat Energie și Schimbări Climatice (PNIESC) pentru anul 2030 și a îndeplinirii obligațiilor impuse de ANRE*

Compania a încasat până în prezent suma de 74.375 euro, reprezentând 85% din valoarea bugetului estimat la rambursare, iar activitatea în cadrul proiectului în perioada de referință a continuat conform graficului, reprezentanții Companiei contribuind activ la acțiunile aflate în derulare.

În luna iunie 2026, a fost aprobat de către Comisia Europeană cel de-al 3-lea Act adițional la Acordul de finanţare, care prevede modificarea denumirii anumitor parteneri și transferul de efort alocat și buget între anumiți participanți din cadrul Consorțiului.

Totodată, au fost definitivate și transmise către Comisia Europeană, o serie de livrabile, în conformitate cu termenele prevăzute în Acordul de finanţare. Dintre acestea, specialiștii Companiei au contribuit la realizarea livrabilului D 1.3. " Open science and open-source activities of TwinEU".

Proiecte de Interes Comun

Proiectul de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network)

C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. derulează, în parteneriat alături de DELGAZ GRID S.A. și ELEKTROENERGIEN SISTEM OPERATOR EAD (ESO), proiectul CARMEN: ***Smart Grids Increasing RES and Interconnectivity in SEE Region.***

Acest proiect este finanțat prin Mecanismul pentru Interconectarea Europei (CEF)[2], iar autoritatea finanțatoare este European Climate, Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA).

Acordul de finanțare a fost semnat în decursul lunii mai 2026 și a fost înregistrat intern cu nr. C320 în data de 03.06.2026.

Valoarea totală a finanțării este de 207,4 mil euro, iar valoarea finanțării aferentă Companiei este de 70,7 mil euro.



Evenimente

În legătură cu elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea pe parcursul 9L 2026, se pot menționa:

Incertitudini

- Volatilitatea pieţei construcţiilor şi a materialelor din domeniul energetic, precum şi 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 instituţiile 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 data de 25.08.2026 a avut loc Conferința de închidere a proiectului finanţat din PNRR - „Campus Dual POLITEHNICA București”, în cadrul căreia au fost prezentate rezultatele obținute, principalele activități desfășurate și impactul acestora asupra comunității academice și socio-economice.
În luna septembrie 2026, Transelectrica a întreprins demersurile necesare în vederea îndeplinirii obligațiilor de sustenabilitate după perioada de implementare a proiectului.

Perspective 2026

Compania are în vedere următoarele inițiative:

- Abordarea oportunităților de finanțare nerambursabilă care vizează două paliere:

- *procesul de monitorizare a oportunităţilor de finanţare nerambursabilă lansate de autorităţile finanţatoare de la nivel naţional şi european, care se desfăşoară în mod constant,*
- *identificarea oportunităților de finanțare care se realizează corelat cu prioritățile de dezvoltare ale Companiei, precum şi cu nevoile identificate în ceea ce priveşte susţinerea implementării acestora.*

- Continuarea unei bune colaborări inter-instituționale, cu Ministerul Investiţiilor şi 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.

[2] Connecting Europe Facility (CEF).

INVESTIȚII FINANCIARE ALE COMPANIEI

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**
- **GECO POWER COMPANY**

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).

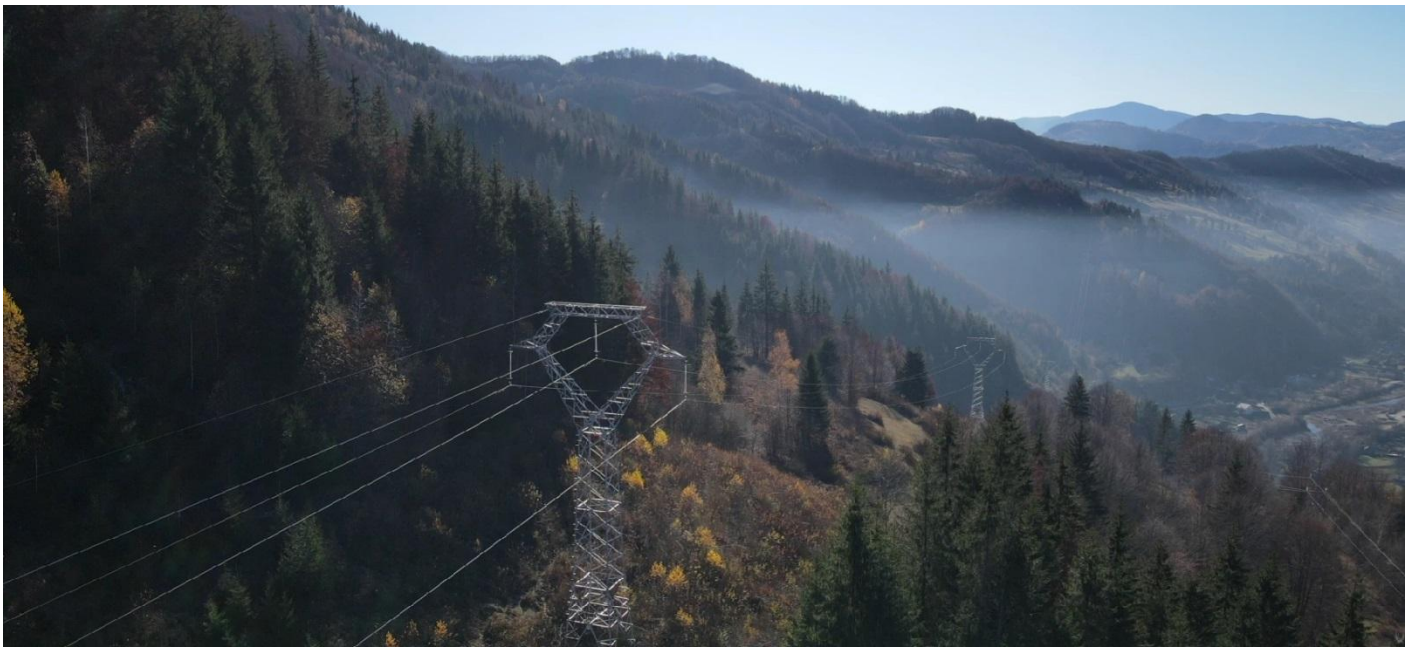
Transelectrica a fost invitată de JAO să devină parte a acționariatului acestuia.

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.

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.

Compania, 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, 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%.





Evenimente semnificative

IANUARIE – SEPTEMBRIE 2026

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 emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, 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.

Calendar de comunicare financiară aferent an 2026

În conformitate cu Titlul II, Capitolul VI, Secțiunea 2, art. 92(1) din Codul Bursei de Valori București coroborat cu art. 247 din Regulamentul ASF nr. 5/2018, Compania a făcut public în data de 20 ianuarie 2026, Calendarul de comunicare financiară pentru anul 2026.

Derogare de la obligația de a asigura o capacitate minimă disponibilă pentru schimburile transfrontaliere acordată de către ANRE

În data de 03.02.2026, prin intermediul Deciziei ANRE cu nr.171, în temeiul prevederilor art.5 alin.(1) și ale art. 9 alin.(1) lit.i din Ordonanţa de urgenţă a Guvernului nr.33-2007 privind organizarea şi funcţionarea ANRE aprobată cu modificări şi completări prin Legea nr. 160-2012, cu modificările şi completările ulterioare, Preşedintele ANRE a emis decizia prin care s-a acordat Companiei Transelectrica derogare de la obligaţia de a asigura o capacitate minimă disponibilă pentru schimburile transfrontaliere de 70% din capacitatea de transport, stabilită la art.16alin.(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, pentru anul 2026.

Derogarea se aplică granițelor zonelor de ofertare România-Ungaria și România-Bulgaria, în condiții stabilite prin prezenta Decizie.

Transelectrica și Georgian State Electrosystem își consolidează cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului Cablu Submarin în Marea Neagră

În data de 04 februarie 2026, la București, Compania Transelectrica și Georgian State Electrosystem JSC (GSE), operatorii de transport și de sistem din România, respectiv Georgia, au semnat un Memorandum de Înțelegere privind cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului de interconexiune Georgia – România Cablu Submarin în Marea Neagră, ajuns la un stadiu avansat de evoluție.

Semnarea Memorandumului a marcat 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 semnat la București 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 a reconfirmat rating-ul Baa3

Transelectrica a informat acţionarii şi 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 a reconfirmat ratingul de credit pe termen lung la nivelul Baa3, menținând totodată perspectiva negativă și profilul individual de credit (BCA) la nivelul ba1.

Încetare contract de mandat membru Directorat

Compania a informat acţionarii şi părțile interesate cu privire la faptul că, în şedinţa din data de 18 martie 2026, Consiliul de Supraveghere, ca urmare a revocării Deciziei ORNISS de avizare pozitivă a accesului la informații naționale clasificate comunicată Companiei în data de 11 martie 2026, a luat act de încetarea contractului de mandat, al domnului Moraru Victor, membru al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica"–S.A. constatând intervenite dispozițiile art. 8.3 lit. j) din Contractul de mandat.

Funcționarea Sistemului Electroenergetic Național în perioada Sărbătorilor Pascale 2026

În data de 11 aprilie 2026, Compania a emis un comunicat prin care a anunțat faptul că, în contextul Sărbătorilor Pascale (12 – 13 aprilie 2026), echipele operative ale Dispecerului Energetic Național și din instalațiile Transelectrica au fost pregătite să asigure funcționarea în condiții de siguranță, stabilitate și echilibru a Sistemul Electroenergetic Național (SEN), ca urmare a măsurilor riguroase de pregătire și monitorizare implementate de Dispecerul Energetic Național (DEN).

Pregătirile tehnice au început cu peste două săptămâni înaintea Sărbătorilor Pascale.

Au fost realizate teste, verificări și scenarii de operare care au inclus rețeaua de transport și distribuție, centralele electrice clasice și regenerabile, precum și instalațiile de stocare.

Aceste măsuri au permis menținerea sub control a nivelului de tensiune în rețea și asigurarea unei funcționări stabile la toate nivelurile de tensiune.

În același timp, a fost menținut un dialog permanent cu operatorii de transport și sistem din țările vecine, pentru coordonarea eficientă a funcționării în plan regional.

Dispecerul Energetic Național a monitorizat continuu evoluția situației și a aplicat, în timp real, măsurile necesare, în strânsă coordonare cu toate entitățile din cadrul SEN, pentru a garanta alimentarea sigură cu energie electrică în perioada Sărbătorilor Pascale.

Transelectrica accelerează tranziția verde, cu finanțare din PNRR

Prin intermediul Comunicatului publicat în data de 15 aprilie 2026, Compania a adus la cunoștința investitorilor și persoanelor interesate faptul că avansează în derularea investiției de instalare de centrale fotovoltaice (CEF) și sisteme de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne din 29 de stații electrice de transformare, proiect care beneficiază de o finanțare de 29,56 milioane de euro prin componenta REPowerEU din Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR).

Proiectul implementat de Transelectrica vizează montarea instalațiilor fotovoltaice și de stocare în 35% din totalul stațiilor electrice de transformare gestionate de Companie, cu o putere instalată totală de 11,25 MW pentru centralele fotovoltaice și o capacitate de stocare de 19,10 MWh (la o putere de 5 MW).

În plus, aceste instalații au și rolul de a asigura funcționarea continuă și autonomă a celor 29 de stații în cazul unor situații neprevăzute de avarie sau de restaurare a sistemului.

În prezent se desfășoară lucrări în 13 stații, iar restul de 16 stații se află în procesul de proiectare, iar în următoarea perioadă vor fi inițiate lucrările de execuție.

S-au finalizat lucrările de montare a panourilor fotovoltaice în șase stații aparținând Sucursalei Teritoriale de Transport Craiova (cinci stații) și

Sucursala Teritorială Bacău (1 stație), respectiv: Stația Electrică de Transformare 220/110/20 kV Târgu Jiu Nord, Stația Electrică de Transformare 220/110 kV Craiova Nord, Stația Electrică de Transformare 220/110 kV Işalnița, Stația Electrică de Transformare 220/110/10/6 kV Turnu Severin Est, Stația Electrică de Transformare 220/110 kV Calafat, Stația Electrică de Transformare 220/110/20/6 kV FAI.

Prin utilizarea energiei solare și a soluțiilor de stocare, Transelectrica reduce dependența de energie achiziționată de pe piață și optimizează costurile operaționale.

Centralele fotovoltaice și instalațiile de stocare din cele 29 de stații electrice de transformare vor duce la scăderea cu 50% a consumului acestora de energie electrică din rețea.

Proiectul are un caracter inovator prin natura sa off-grid, sistemele fiind concepute exclusiv pentru autoconsum, fără injectare în rețeaua de energie electrică, cu respectarea regulilor de unbundling (conform Directivei 2019/944).



Transelectrica propune 8 măsuri concrete pentru stimularea investițiilor reale și disciplinarea racordării noilor capacități de producție

Compania, în calitate de Operator de Transport și Sistem (OTS), a participat în data de 16 aprilie 2026 la dezbaterea publică organizată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE) privind proiectul de modificare a cadrului de reglementare aplicabil racordării utilizatorilor la rețeaua electrică de interes public.

Transelectrica a susținut un set de propuneri și observații, transmise ANRE în perioada de consultare, fundamentate pe experiența directă în dezvoltarea și operarea rețelei electrice de transport.

Acestea vizează atât stimularea investițiilor reale în noi capacități de producție, cât și asigurarea unui cadru predictibil și riguros, care să permită integrarea în rețea a proiectelor viabile și mature, în scopul asigurării funcționării Sistemului Electroenergetic Național (SEN), în condiții de siguranță, stabilitate și continuitate.

Astfel, Transelectrica a formulat și transmis către ANRE un set de 8 propuneri concrete de modificare a Regulamentului de racordare a utilizatorilor la rețeaua electrică de interes public:

- Reevaluarea întăririlor de rețea înainte de Punerea în Funcțiune a centralelor,
- Clarificarea regimului de proprietate asupra terenurilor,
- Eliminarea tarifului de indici pentru lucrările de întărire,
- Respectarea strictă a termenelor contractuale,
- Limitarea modificărilor contractuale și introducerea unor criterii de progress,
- Clarificarea aplicabilității termenelor pentru autorizații,
- Reglementarea realizării lucrărilor de întărire de către utilizatori,
- Introducerea unei garanții la momentul solicitării capacității.

Transelectrica consideră că actualizarea și corelarea cadrului de reglementare este prioritară pentru asigurarea unei aplicări unitare și nediscriminatorii a regulilor de racordare.

În același timp, aceste măsuri contribuie la disciplinarea investițiilor și la stimularea proiectelor coerente, cu grad ridicat de maturitate, care pot fi integrate eficient în rețea.

Experiența acumulată în aplicarea reglementărilor în vigoare evidențiază necesitatea armonizării legislației secundare cu prevederile legislației primare, precum și introducerea unor mecanisme clare care să încurajeze respectarea termenelor de implementare a noilor capacități de producție.

În ultimii cinci ani, într-o colaborare productivă cu ANRE, Transelectrica a transmis constant propuneri și observații în acest sens, astfel încât să poată fi dezvoltat un cadru de reglementare care să susțină investițiile sustenabile și să consolideze siguranța Sistemului Electroenergetic Național.

Modificare componență comitet consultativ din cadrul Consiliului de Supraveghere

În ceea ce privește componența comitetelor constituite în cadrul Consiliului de Supraveghere, în completarea raportului curent emis de Companie în data de 16.10.2025, Transelectrica a informat publicul investitor asupra faptului că în data de 15.04.2026 Consiliul de

Supraveghere a luat act de retragerea doamnei ZEZEANU Luminiţa din Comitetul de Nominalizare și Remunerare ca urmare a cererii acesteia.

Prin urmare, componența comitetelor consultative din cadrul Consiliului de Supraveghere este la această dată următoarea:

Comitetul de Nominalizare şi Remunerare:

- VASILESCU Alexandru-Cristian – președinte
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- ORLANDEA Dumitru-Virgil
- ATANASIU Teodor
- PĂUN Costin-Mihai

Comitetul de Audit:

- ZEZEANU Luminița – președinte
- ATANASIU Teodor
- RUSU Rareș-Stelian
- PĂUN Costin-Mihai
- VASILESCU Alexandru-Cristian

Comitetului pentru Investiții și Securitate Energetică:

- PĂUN Costin-Mihai – președinte
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- ZEZEANU Luminița
- ATANASIU Teodor
- ORLANDEA Dumitru-Virgil

Comitetul pentru gestiunea riscurilor:

- ATANASIU Teodor – președinte
- VASILESCU Alexandru-Cristian
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- RUSU Rareș-Stelian
- ORLANDEA Dumitru-Virgil.

Transelectrica a realizat în 2025 investiții de 691 de milioane de lei, pentru proiecte strategice pentru securitatea energetică a României

Compania, prin intermediul Comunicatului de presă emis la data de 20 aprilie 2026, a adus la cunoștinta publicului investitor și a persoanelor interesate faptul că în anul 2025 a realizat un program de investiții cu o valoare de aproximativ 691 milioane de lei pentru modernizarea și retehnologizarea Rețelei Electrice de Transport (RET), iar pentru anul 2026, propune un program de investiții ambițios de 914 milioane de lei, cu peste 30% mai mare decât cheltuielile de investiții realizate în 2025.

Valoarea totală a cheltuielilor de investiții realizate în 2025 a atins 691,05 milioane de lei, în creștere față de cele 665,7 milioane de lei realizate în 2024 și semnificativ peste nivelul din 2023 (471,95 milioane de lei).

Raportat la programul anual de investiții inițial aprobat, gradul de realizare a fost de 104,9%, respectiv 96,5% față de programul revizuit pentru corelarea cheltuielilor programate cu stadiul execuției lucrărilor, ceea ce reflectă o execuție eficientă și o capacitate operațională consolidată.

Programul de investiții propus pentru anul în curs depășește 914 milioane de lei, iar pentru anii 2027 și 2028 prezintă o tendință de creștere semnficativă.

Această traiectorie reflectă o evoluție susținută a efortului investițional al Companiei, dar mai ales o intensificare a direcției către o modernizare sistemică a RET.

În anul 2025, cheltuielile pentru proiecte de investiții proprii ale companiei au reprezentat componenta majoritară, respectiv 594,22 milioane de lei, din care peste 90% au fost realizate pentru proiecte aflate în derulare din anii anteriori.

În paralel, investițiile finanțate din tariful de racordare și eliberare amplasament au însumat 96,82 milioane lei, susținând dezvoltarea infrastructurii necesare integrării de noi capacități de producție a energiei electrice și relocării rețelelor.

Pe parcursul anului trecut, Transelectrica a consolidat accesul la finanțări europene, prin semnarea a șase contracte de proiectare și execuție finanțate din fonduri nerambursabile: trei investiții finanțate prin Fondul pentru Modernizare și trei finanțate prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR), în același timp având în derulare procedura de achiziție pentru proiectarea și execuția a încă trei investiții finanțate prin Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR) (contractele fiind încheiate la începutul anului 2026.

Planul de Dezvoltare a RET pe următorii 10 ani al Transelectrica vizează investiții ample, orientate către securitate energetică, digitalizare și dezvoltarea rețelelor inteligente (SMART GRID).

Aceste investiții vor permite creșterea capacității de integrare a energiei regenerabile, extinderea interconexiunilor și consolidarea poziției României în sectorul energetic european.

Prin performanțele din 2025, Transelectrica a demonstrat rolul strategic pe care îl îndeplinește în calitate de Operator de Transport și Sistem, companie-cheie a României, în transformarea infrastructurii energetice naționale interconectate și în susținerea tranziției energetice, dar și în dezvoltarea mediului economic românesc.

Două proiecte strategice pentru dezvoltarea infrastructurii energetice a României, declarate de importanță de națională

În data de 23 aprilie 2026 Guvernul României a aprobat două Hotărâri de importanță strategică pentru

dezvoltarea rețelei electrice de transport, care marchează un progres clar în implementarea unor investiții prioritare ale Companiei Transelectrica SA.

Prin aceste acte normative, sunt create condițiile legale necesare pentru realizarea proiectelor de investiții Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV de interconexiune cu Republica Moldova Suceava – Bălți (segmentul de pe teritoriul României) și Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Gădălin – Suceava, ambele fiind declarate proiecte de importanță națională în domeniul transportului energiei electrice.

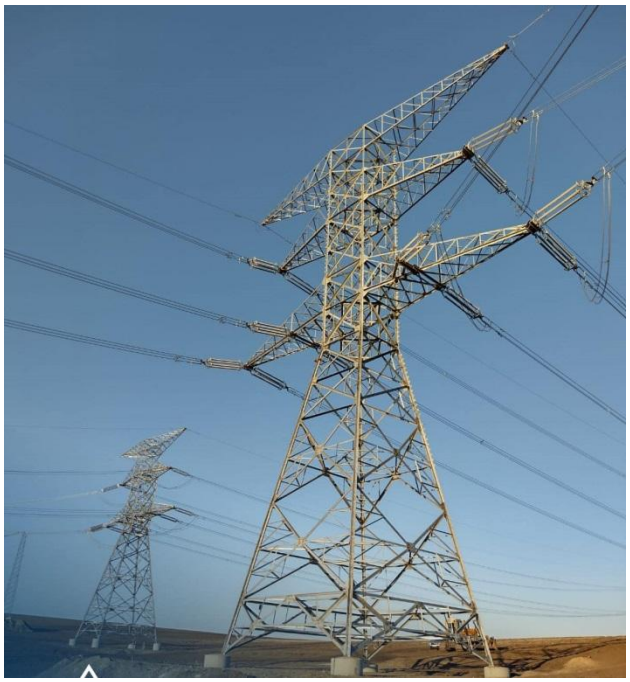
Interconexiune strategică între România și Republica Moldova

Are o relevanță strategică deosebită, întrucât facilitează interconectarea sistemelor energetice ale României și Republicii Moldova și contribuie la integrarea acesteia în piața europeană de energie. Contractul pentru proiectarea și execuția LEA 400 kV de interconexiune Suceava (RO) – Republica Moldova (MD) pentru porțiunea de pe teritoriul României a fost încheiat în luna martie 2025, în urma derulării unei proceduri de achiziție publice. Contractul (lucrări și echipamente) are o valoare de 133,4 milioane de lei fără TVA și o durată de 52 de luni, lucrările fiind executate de Asocierea Electromontaj SA (lider de asociere) – ELM Electromontaj Cluj SA.

Noua LEA 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.

Cea mai lungă linie electrică aeriană din România care va uni, peste munți, regiunile istorice Ardeal și Moldova

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 și rezultând una dintre cele mai lungi traversări a munţilor Carpaţii Orientali. Totodată, LEA 400 kV Gădălin – Suceava va fi linia cu cea mai mare lungime din România, respectiv 260 de kilometri, având prevăzuți în proiect 988 de stâlpi de înaltă tensiune (din care 967 stâlpi nou construiți) și va conecta două regiuni geografice importante ale României: Ardealul și Moldova. Noua linie va străbate teritoriul a trei județe (Cluj, Bistrița – Năsăud și Suceava) și a 40 de localități.



Contractul pentru proiectarea și execuția lucrărilor de construcție a LEA (simplu circuit) 400 kV Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la Sistemul Electroenergetic Național (SEN), a fost încheiat în luna august 2025 cu Asocierea Electromontaj SA (lider de asociere) – ELM Electromontaj Cluj SA, în urma derulării unei proceduri de achiziție publice. Valoarea contractului este de 688,3 milioane de lei, fără TVA, cu o durată de execuție de 69 de luni, fiind realizat pe mai multe etape: proiectare, obținere/actualizare documentații necesare pentru obținerea autorizațiilor și avizelor, obținerea avizelor și autorizațiilor și execuție lucrări.

LEA (simplu circuit) 400 kV Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN este un obiectiv de investiții de utilitate publică și de interes național, acesta fiind și unul dintre cele 11 proiecte de investiții care beneficiază de finanțare nerambursabilă prin Fondul pentru Modernizare, în valoare de 492 mil lei.

Adoptarea hotărârilor de guvern a vizat aprobarea amplasamentelor și declanșarea procedurilor de expropriere pentru suprafețele de teren aflate în coridoarele necesare realizării lucrărilor, reprezentând o etapă fundamentală pentru intrarea în fazele următoare, respectiv obținerea Autorizațiilor de Construcție, și execuția efectivă a lucrărilor.

Ambele investiții vor contribui direct la închiderea inelului de 400 kV din zona de nord a României, consolidând semnificativ siguranța în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), precum și capacitatea de integrare a producției din surse regenerabile.

În același timp, proiectele vor susține dezvoltarea economică regională și vor reduce vulnerabilitățile energetice prin crearea de noi „autostrăzi energetice" de evacuare a energiei electrice.

Hotărârea nr. 2 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 29 aprilie 2026

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica"–SA, întrunită în şedinţă în data 29 aprilie 2026 a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- punctul 1 de pe ordinea de zi, nu a aprobat situațiile financiare separate ale CNTEE „Transelectrica"–S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2025
- punctul 2 de pe ordinea de zi, nu a aprobat situațiile financiare consolidate ale CNTEE „Transelectrica"–S.A. întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025,
- punctul 3 de pe ordinea de zi, nu a aprobat situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025,
- punctul 4 de pe ordinea de zi, nu a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 359.825.194 lei,
- punctul 5 de pe ordinea de zi, nu a aprobat dividendul brut pe acțiune din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2025, la valoarea 0,48 lei,
- punctul 6 de pe ordinea de zi, nu a aprobat descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului şi a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2025,
- punctul 7 de pe ordinea de zi, nu a aprobat Raportul de remunerare aferent anului financiar 2025,
- punctul 8 de pe ordinea de zi, nu a aprobat "Politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a CNTEE „Transelectrica"– S.A. revizuită la nivelul lunii martie 2026",
- punctul 9 de pe ordinea de zi, nu a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
- punctul 10 de pe ordinea de zi, nu a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
- punctul 11 de pe ordinea de zi, a aprobat constituirea rezervelor aferente veniturilor realizate din alocarea capacității de transport pe liniile de interconexiune prin repartizare din rezultatul reportat reprezentând surplusul realizat din rezerve din reevaluare neimpozabile la modificarea destinației în sumă de 133.517.580 lei,
- punctul 12 de pe ordinea de zi, a aprobat Raportul de sustenabilitate consolidat al CNTEE „Transelectrica"–S.A. pentru anul 2025,
- punctul 19 de pe ordinea de zi, a aprobat formularea unei cereri de chemare în judecată (Tribunalul Bucureşti) împotriva persoanelor responsabile menționate la punctul II al Notei nr. 7385/11 februarie 2026 și împuternicirea Directoratului "Transelectrica" SA pentru exercitarea acțiunii în justiție, respectiv de a promova și semna cererea de chemare în judecată,
- punctul 19 de pe ordinea de zi, nu a aprobat formularea unei cereri arbitrare la Centrul de Arbitraj Internațional de la Viena împotriva persoanelor responsabile menționate la punctul II al Notei nr. 7385/11 februarie 2026 și împuternicirea Directoratului "Transelectrica" SA pentru exercitarea acțiunii în justiție, respectiv de a promova și semna cererea arbitrară la Centrul de Arbitraj Internațional de la Viena,
- punctul 20 de pe ordinea de zi, a aprobat formularea unei cereri de chemare în judecată împotriva persoanelor responsabile menționate la punctul II. lit. a, b, c, d, e, f, g, h, i al Notei nr. 7315/10 februarie 2026 și împuternicirea Directoratului "Transelectrica" SA pentru exercitarea acțiunii in justiție, respectiv de a promova și semna cererile de chemare în judecată,
- punctul 21 de pe ordinea de zi, nu a aprobat cedarea cu titlu oneros către Institutul Naţional pentru Studierea Holocaustului din România "Elie Wiesel" a folosinței asupra unui imobil proprietatea Companiei pentru realizarea obiectivului prevăzut de art.1 din Legea nr.174/2019 privind înființarea Muzeului Naţional de Istorie a Evreilor şi al Holocaustului din România, în condițiile precizate la secțiunea II a Notei nr. 17631/25.03.2026,
- punctul 22 de pe ordinea de zi, nu a aprobat stabilirea datei de 09 iunie 2026 ca dată „ex date", dată calendaristică de la care acțiunile Companiei obiect al Hotărârii Adunării generale ordinare a acționarilor se tranzacționează fără drepturile care derivă din respectiva hotărâre,

- punctul 23 de pe ordinea de zi, a aprobat stabilirea datei de 10 iunie 2026 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor,
- punctul 24 de pe ordinea de zi, nu a aprobat stabilirea datei de 30 iunie 2026 ca „data plății" dividendului din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2025.

Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din 29 aprilie 2026

Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica"–SA, întrunită în şedinţă în data 29 aprilie 2026 a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- punctul 1 de pe ordinea de zi, a aprobat înstrăinarea imobilului proprietatea Companiei, din Județul Mureș, municipiul Târgu Mureș, str. Tamas Erno nr. 3, descris în Nota nr.11588/26 februarie 2026, în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR,
- punctul 2 de pe ordinea de zi, a aprobat încheierea unui act adițional la Contractul încheiat cu BCR, având ca obiect suplimentarea liniei de credit cu 200.000.000 lei (de la valoarea de 175.000.000 lei la valoarea de 375.000.000 lei).

Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 22 mai 2026

Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica"–SA, întrunită în şedinţă în data 22 mai 2026 a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- punctul 1 pe ordinea de zi a aprobat programul de investiţii al CNTEE "Transelectrica" – S.A. pe anul 2026 și estimările cheltuielilor de investiții pentru anii 2027 și 2028 și delegarea Directoratului Companiei să aprobe modificările (reviziile și rectificările) sumelor alocate și/sau obiectivelor de investiții cuprinse în PAI 2026, fără depășirea surselor de finanțare,
- punctul 2 pe ordinea de zi a aprobat Bugetul de venituri și cheltuieli pentru anul 2026 și estimările pentru perioada 2027-2028,
- punctul 3 pe ordinea de zi, a aprobat situațiile financiare separate ale CNTEE „Transelectrica"–S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2025.
- punctul 4 pe ordinea de zi a aprobat situațiile financiare consolidate ale CNTEE „Transelectrica"–S.A. întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025,
- punctul 5 pe ordinea de zi a aprobat situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025,
- punctul 6 pe ordinea de zi a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 359.825.194 lei,
- punctul 7 pe ordinea de zi a aprobat dividendul brut pe acțiune din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2025, la valoarea 0,48 lei,
- punctul 8 pe ordinea de zi a aprobat descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului şi a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2025,
- punctul 9 pe ordinea de zi a aprobat Raportul de remunerare aferent anului financiar 2025,
- punctul 10 pe ordinea de zi a aprobat "Politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a CNTEE „Transelectrica"–S.A. revizuită la nivelul lunii martie 2026",
- punctul 11 pe ordinea de zi a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exerciţiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
- punctul 12 pe ordinea de zi a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate pentru exerciţiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
- punctul 13 pe ordinea de zi a aprobat stabilirea datei de 09 iulie 2026 ca dată „ex date", dată calendaristică de la care acțiunile Companiei obiect al Hotărârii Adunării generale ordinare a acționarilor se tranzacționează fără drepturile care derivă din respectiva hotărâre,
- punctul 14 pe ordinea de zi a aprobat stabilirea datei de 10 iulie 2026 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor,
- punctul 15 pe ordinea de zi a aprobat stabilirea datei de 30 iulie 2026 ca „data plății" dividendului din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2025.

Proiectul Smart Grid CARMEN a obținut finanțare de 104 milioane euro prin programul „Connecting Europe Facility"

Transelectrica operatorul național de transport și sistem din România, a semnat, vineri 22 mai 2026, în calitate de partener, contractul de finanțare pentru Proiectul „Smart Grid" CARMEN, în valoare totală de circa 207 milioane euro, alături de inițiatorul proiectului Delgaz Grid SA, compania de distribuţie a energiei electrice şi gazelor naturale, parte a grupului E.ON România, și de ESO, operatorul de transport al energiei din Bulgaria, în calitate de partener.

Contractul a fost semnat cu reprezentanții Agenției Executive Europene pentru Climă, Infrastructură și Mediu, în prezența participanților la nivel înalt ai Comisiei Europene.

Din valoarea totală a proiectului de circa 207 milioane de euro, finanțarea europeană reprezintă aproximativ 104 milioane euro, asigurată prin programul Comisiei Europene „Connecting Europe Facility", dedicat Proiectelor de Interes Comun, diferența urmând a fi asigurată de cei trei parteneri din fonduri proprii.

Din valoarea totală a proiectului, componenta ce revine Delgaz Grid se ridică la 77,5 milioane de euro, din care aproape 39 milioane euro reprezintă fonduri europene nerambursabile.

Componenta ce revine Transelectrica se ridică la 70,7 milioane de euro, din care aproape 35,4 milioane euro reprezintă fonduri europene nerambursabile, iar componenta care revine ESO este de 59,3 milioane de euro, din care 29,6 milioane de euro fonduri nerambursabile.

Ceremonia de semnare a Contractului de finanțare a avut loc în Danemarca, la Copenhaga, în marja celei de-a 12-a ediții a Energy Infrastructure Forum desfășurată în perioada 21-22 mai, unul dintre cele mai importante evenimente europene dedicate infrastructurii energetice. Momentul are o semnificație aparte, marcând recunoașterea la nivel european a importanței strategice a Proiectului pentru viitorul energetic al regiunii.

Notificarea grupului NN Group N.V. în sensul scăderii deţinerii majore indirecte sub 5% din capitalul social al TEL scăderi

Compania a informat acţionarii şi investitorii, în aplicarea art. 74 alin. (6) din Legea 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare şi operaţiuni de piață, asupra primirii în data de 22 mai 2026 a notificării NN Group N.V., prin care aceasta comunică că procentul deținut, în mod concertat, este de 4,88% din capitalul social al Companiei, față de procentul de 5,12% indicat în notificarea anterioară.

Finalizarea lucrărilor de realizare a stației electrice de transformare 400 kV Reșița și retehnologizare a stației electrice de transformare de 220/110 kV Reșița

Compania Transelectrica a inaugurat în data de 26 mai 2026 finalizarea lucrărilor de realizare a stației electrice de transformare 400 kV Reșița și retehnologizare a stației electrice de transformare de 220/110 kV Reșița, județul Caraș-Severin.

Investiția, în valoare de 175,9 milioane lei (fără TVA), a fost realizată integral din surse proprii.

Lucrările au fost realizate de Asocierea Siemens Energy SRL (lider), Electrogrup SA, Retrasib SA și subcontractorul Energotech, precum și de Dacom Impex SRL și se înscriu în proiectul strategic „Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier–Reșița–Timișoara Săcălaz–Arad/ Stația 400/220/110 kV Reșița".

Proiectul a inclus construirea unei noi stații de 400 kV și retehnologizarea completă a nivelurilor de tensiune existente de 220/110 kV.

Stația Reșița reprezintă un nod important al magistralei energetice de 400 kV din vestul țării - Axul Banat, asigurând tranzitul energiei electrice între Porțile de Fier, Reșița, Timișoara și Arad.

Totodată, în această perioadă sunt în derulare, în diferite etape, proiecte importante pentru trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad.

A doua instalație STATCOM din Rețeaua Electrică de Transport, finanțată prin Fondul pentru Modernizare, a fost energizată în Stația Bradu

În data de 29 mai 2026 Compania a pus sub tensiune cea de-a doua instalație STATCOM +/-150 MVAr (Compensator Sincron Static) din Rețeaua Electrică de Transport (RET), în Stația Electrică de Transformare 400/220/110/20 kV Bradu, după finalizarea cu succes a testelor de pre energizare.

Investiția, realizată prin proiectul „Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile Sibiu Sud și Bradu", finanțat din Fondul pentru Modernizare, reprezintă un obiectiv strategic pentru creșterea siguranței în funcționare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN) și pentru modernizarea infrastructurii energetice a României.

Energizarea instalației STATCOM Bradu a avut loc într-un context operațional important, marcat de perioada Sărbătorii Rusaliilor și a Zilei Copilului (31 mai – 1 iunie 2026), interval caracterizat printr-un consum redus de energie electrică și apariția unor niveluri ridicate de tensiune în rețea. În aceste condiții, noua instalație va fi utilizată în regim de probe la dispoziția Dispecerului

Energetic Național (DEN), contribuind direct la reglarea tensiunii și la menținerea stabilității SEN.

Implementarea cu succes a Cuplării Hibride Avansate în Regiunea Core

Operatorii de Transport și Sistem (OTS) și Operatorii Pieței de Energie Electrică Desemnați (OPEED) au confirmat, conform unui comunicat de presă din data de 18.06.2026, implementarea cu succes a Cuplării Hibride Avansate (Advanced Hybrid Coupling) pentru o serie de interconexiuni între zonele de ofertare dintre Regiunea de Calcul al Capacității Core (Core CCR) și regiunile Baltică, Hansa, Nordică și Sud-Est Europeană (SEE), în cadrul mecanismului de Cuplare Unică a Pieței pentru Ziua Următoare (SDAC).

Acest moment important reprezintă un pas semnificativ în integrarea și dezvoltarea continuă a pieței europene de energie electrică.

Implementarea a fost posibilă datorită cooperării strânse și constructive dintre structurile de coordonare ale Core CCR – care au sprijinit implementarea AHC la nivelul granițelor regiunii – și structurile de coordonare SDAC, care au asigurat integrarea eficientă a acesteia în piața pentru ziua următoare.

Închirierea unui spațiu într-o clădire de birouri

La data de 26 iunie 2026 a fost semnat contractul având ca obiect închirierea unui spațiu într-o clădire de birouri, respectiv mentenanța necesară funcționării CNTEE Transelectrica SA - Executiv cu valabilitate de 60 de luni începând cu data de 02 iulie 2026 până la 01 iunie 2031, cu o valoare de 11,8 mil euro (fara TVA) pentru suprafața de 9.395 mp și 58 locuri de parcare.

Exercițiu de restaurare a Sistemului Electroenergetic Național, desfășurat cu succes în zona Dobrogea

Un exercițiu complex de restaurare a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), desfășurat în zona Dobrogea, a fost realizat cu succes, în data de 2 iulie 2026, sub coordonarea Dispecerului Energetic Național (DEN) și cu implicarea mai multor entități ale SEN din regiune, confirmând capacitatea de răspuns și de restaurare a sistemului în cazul producerii unei situații de avarie.

Exercițiul a avut ca obiectiv testarea procedurilor operaționale de restaurare a SEN, a mecanismelor de coordonare operațională și a cooperării dintre entitățile cu responsabilități în funcționarea Sistemului Electroenergetic Național.

În desfășurarea acestuia au fost implicați producători de energie electrică, respectiv Rompetrol Energy și Societatea Națională Nuclearelectrica SA, Operatorul de Transport și Sistem Transelectrica SA, care a asigurat coordonarea operațională, Operatorul de Distribuție Rețele Electrice România.

De asemenea, exercițiul a beneficiat de sprijinul Serviciului de Telecomunicații Speciale, care a asigurat suportul comunicațiilor necesare derulării activităților operative.

Rezultatele exercițiului confirmă capacitatea Sistemului Electroenergetic Național de a răspunde eficient în situații de avarie și de a restabili alimentarea cu energie electrică în condiții de siguranță, prin aplicarea procedurilor de restaurare și prin cooperarea strânsă dintre toate entitățile din SEN.

Scenariul de exercițiu a permis verificarea etapelor de restaurare a alimentării cu energie electrică, a funcționării mecanismelor de comandă și control și a capacității de cooperare în timp real între toate entitățile implicate.

Astfel, succesul acestuia validează eficiența procedurilor operaționale, contribuind la consolidarea reziliență Sistemului Electroenergetic Național.

Deținere majore indirecte ale grupului Allianz SE. (sub 5% din capitalul social al TEL)

Compania a transmis anexat raportului curent din data de 17 iulie 2026, întocmit în conformitate cu art. 74 alin. (6) din Legea 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piată, Notificarea Allianz SE., înregistrată în Companie sub nr. 36992 din data de 17.07.2026, prin care informează emitentul că procentul deținut, în mod concertat, este de 4,9989% din capitalul social al Companiei.

Proiectul strategic al Cablului Submarin Georgia – România (Black Sea Submarine Cable) avansează la etapa de pregătire a studiului marin

Transelectrica a găzduit în data de 29 iulie 2026 un workshop tehnic dedicat proiectului Cablului Submarin Georgia – România (Black Sea Submarine Cable - BSSC), unul dintre proiectele strategice de infrastructură energetică ale Uniunii Europene în regiunea Mării Negre.

Evenimentul a reunit reprezentanți ai Transelectrica, Georgian State Electrosystem (GSE) - Operatorul de Transport și Sistem din Georgia, CESI, Direcției Hidrografice Maritime, Poliției de Frontieră, precum și ai instituțiilor și consultanților implicați în dezvoltarea proiectului.

Workshopul a avut ca obiectiv evaluarea progresului înregistrat și coordonarea etapelor următoare de implementare, fiind analizate în special pregătirea studiului fundului Mării Negre (Seabed Study/Marine Survey), traseul cablului submarin, autorizarea componentei românești, calendarul activităților și estimările de cost.

Un subiect important al reuniunii l-a reprezentat componenta românească a proiectului, fiind analizate traseul propus, procesul de autorizare și condițiile tehnice necesare integrării noii interconexiuni în Rețeaua Electrică de Transport și în Sistemul Electroenergetic Național, inclusiv investițiile necesare pentru integrarea unei capacități de 1.300 MW în zona Constanța.

Proiectul beneficiază în prezent de sprijin financiar din partea Băncii Mondiale pentru etapa de pregătire și este evaluat în cadrul procesului TYNDP 2026, după includerea sa pe cea de-a doua listă europeană a Proiectelor de Interes Comun și Proiectelor de Interes Mutual (PCI/PMI).

Aceste etape au un rol important pentru consolidarea statutului european al proiectului și pentru accesarea finanțărilor dedicate infrastructurii energetice strategice.

Sistemul Electroenergetic Național, monitorizat continuu: Transelectrica, prin Dispecerul Energetic Național, gestionează în timp real evoluțiile din sistem pentru menținerea siguranței în alimentarea cu energie electrică

Prin intermendul Comunicatului de presă emis de Companie în data de 30 iulie 2026 s-a adus la cunoștința publicului și a persoanelor interesate faptul că Sistemul Electroenergetic Național funcționează în parametri de siguranță operațională, potrivit estimărilor Dispecerului Energetic Național pentru următoarele zile, în contextul retragerii din exploatare a Unității 1 a Centralei Nuclear Electrice Cernavodă, pe fondul debitului redus al Dunării.

Ca urmare a evaluării tehnice din dimineața de 31 iulie 2026, specialiștii au luat decizia menținerii pentru moment în exploatare a celei de-a doua unități a Centralei Nuclear Electrice Cernavodă.

Situația este evaluată în permanență, astfel încât, în funcție de evoluția situației, Unitatea 2 poate fi oprită dacă condițiile tehnice o impun.

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, în calitate de Operator de Transport și Sistem, monitorizează permanent evoluția Sistemului Electroenergetic Național (SEN) și gestionează în timp real funcționarea acestuia prin Dispecerul Energetic Național, în cooperare cu toate entitățile din sectorul energetic implicate și cu Operatorii de Transport și de Sistem din regiune.

Specialiștii Dispecerului Energetic Național analizează evoluția consumului, a producției și a fluxurilor de energie pentru menținerea echilibrului dintre producție și consum, fiind pregătiți să opereze în siguranță SEN și în scenariul retragerii din exploatare a ambelor unități de producție nucleară.

În aceste condiții de stres, echilibrarea SEN este realizată prin utilizarea tuturor resurselor disponibile, inclusiv prin schimburile comerciale transfrontaliere de energie electrică, în limitele capacităților tehnice ale rețelei și ale pieței regionale.

Rețeaua Electrică de Transport națională are în prezent (31 iulie 2026) o capacitate de schimb transfrontalier de aproximativ 4.000 MW import/export.

Specialiștii Transelectrica monitorizează permanent evoluțiile din SEN și din piețele regionale, colaborând cu Operatorii de Transport și de Sistem din statele 2 / 2 interconectate, cu producătorii de energie electrică și cu autoritățile competente, pentru identificarea și implementarea celor mai eficiente soluții de operare.

În astfel de perioade, rolul Operatorului de Transport și de Sistem este fundamental pentru coordonarea în timp real a tuturor resurselor disponibile, menținerea stabilității și gestionarea fluxurilor de energie în cadrul sistemului interconectat european.

Ședința a Comandamentului Energetic

În data de 30 iulie 2026, în contextul retragerii din exploatare a Unității 1 a Centralei Nuclear Electrice Cernavodă și al posibilității opririi Unității 2, în funcție de evoluția din următoarele zile a condițiilor tehnice pe fondul debitului redus al Dunării, precum și în contextul valului de caniculă prognozat pentru perioada următoare, Ministerul Energiei a convocat, la sediul Dispecerului Energetic Național, a doua ședință a Comandamentului Energetic, cu participarea președintelui ANRE, a vicepreședintelui ANRE, și a tuturor entităților relevante din cadrul Sistemului Electroenergetic Național (SEN).

În cadrul ședinței, au fost analizate prognozele privind evoluția consumului de energie electrică, disponibilitatea capacităților de producție, fiind prezentate măsurile operative necesare pentru menținerea funcționării în condiții de siguranță și continuitate a Sistemului Electroenergetic Național pe întreaga durată a episodului de caniculă, suprapus peste indisponibilitatea capacității de producție nucleară, respectiv a capacității hidroelectrice reduse, pe fondul secetei.

Dispecerul Energetic Național va continua să adapteze în timp real măsurile de operare, astfel încât să poată fi asigurată funcționarea SEN în parametri de siguranță. Totodată, trebuie avut în vedere că aceste condiții de secetă și caniculă afectează majoritatea statelor europene, 2 / 2 exercitând presiuni suplimentare asupra sistemelor electroenergetice și asupra pieței regionale de energie.

În plus, începând cu data de 3 august, au intrat în SEN, în regim de probe, noi capacități de producție a energiei

electrice – fotovoltaice și stocare, însumând aproape 300 MW.

Transelectrica operează SEN în condiții dificile, cu prioritatea menținerii siguranței în funcționare

Printr-un comunicat de presă emis în data de 5 august 2026, Compania a menționat faptul că în contextul condițiilor excepționale generate de seceta severă, care au afectat și afectează Sistemul Electroenergetic Național, precum și sistemele electroenergetice din regiune, într-o manieră fără precedent din perspectiva operării, Transelectrica menține funcționarea în siguranță a Sistemului Electroenergetic Național, prin aplicarea măsurilor operative necesare, monitorizarea permanentă a parametrilor de funcționare, coordonarea în timp real a sistemului și colaborarea continuă cu toate instituțiile relevante și entitățile implicate, precum și cu toți operatorii de transport și sistem din regiune și din Europa.

În pofida stresului operațional la care este suspus Sistemul Electroenergetic Național, în condițiile actuale, nivelul actual de risc privind funcționarea sigură a sistemului și continuitatea alimentării cu energie electrică este gestionat astfel încât să nu existe riscul unei avarii majore.

Măsurile voluntare de consum responsabil și-au demonstrat deja eficiența în menținerea echilibrului Sistemului Electroenergetic Național în ultimele zile și rămân importante pentru susținerea stabilității acestuia în perioada următoare.

Prin Dispecerul Energetic Național, Transelectrica monitorizează permanent evoluția consumului și a producției de energie electrică, echilibrul producție – consum, frecvența sistemului, nivelurile de tensiune, fluxurile de putere, schimburile transfrontaliere și rezervele operaționale disponibile, utilizând toate resursele și instrumentele de operare, inclusiv capacitățile de import, pentru menținerea funcționării în condiții de siguranță a Sistemului Electroenergetic Național.

Pentru asigurarea continuității alimentării cu energie electrică, sunt valorificate la maximum capacitățile de producție și de stocare disponibile, posibilitățile de import și de schimb transfrontalier, precum și rezervele destinate gestionării unor astfel de situații.

În aceste condiții de operare deosebit de complexe, specialiștii Transelectrica gestionează permanent funcționarea Sistemului Electroenergetic Național cu profesionalism, responsabilitate și maximă rigoare operațională, astfel încât sistemul să fie operat în condiții de siguranță.

Capacitățile disponibile asigură compensarea indisponibilizării Unității 2 de la CNE Cernavodă. Situația energetică națională este stabilă

În data de 18 august 2026 la sediul Dispecerului Energetic Național (DEN) a avut loc ședința Comandamentului Energetic, coordonată de secretarul de stat în Ministerul Energiei, în cadrul căreia a fost analizată situația energetică la nivel național și regional, precum și evoluțiile prognozate pentru perioada următoare, în contextul opririi Centralei Nuclearoelectrice (CNE) Cernavodă.

La ședința comandamentului au participat reprezentanți ai Ministerului Energiei, Companiei Transelectrica, Dispecerului Energetic Național, Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE), principalilor producători și distribuitori de energie electrică din România, precum și reprezentanți ai Administrației Naționale „Apele Române” și ai Institutul Național de Hidrologie și Gospodărire a Apelor (INHGA).

În cadrul ședinței au fost analizate prognozele meteorologice pentru următoarele 10 zile, disponibilitatea capacităților de producție a energiei electrice și eventualele riscuri care ar putea afecta funcționarea Sistemului Electroenergetic Național (SEN).

În prezent, situația energetică este sub control, iar capacitățile de producție disponibile funcționează la niveluri ridicate și contribuie la compensarea indisponibilizării ambelor unități ale CNE Cernavodă.

La nivel regional, situația se menține stabilă, fără indisponibilități sau limitări care să afecteze condițiile de funcționare a piețelor de energie și de asigurare a fluxurilor transfrontaliere de energie electrică.

Autoritățile și operatorii din sectorul energetic monitorizează permanent evoluția situației și capacitatea Sistemului Electroenergetic Național de a răspunde necesarului de consum, astfel încât să fie menținute siguranța, stabilitatea și continuitatea alimentării cu energie electrică.

Transelectrica, prin Dispecerul Energetic Național, continuă să monitorizeze și să gestioneze în timp real funcționarea Sistemului Energetic Național, în coordonare cu participanții relevanți din sectorul energetic.

Sistemul Electroenergetic Național depășește borna de 2.500 MW de noi capacități de producție și stocare conectate la rețea în 2026

În data de 20 august 2026, Compania a anunțat faptul că Sistemul Electroenergetic Național (SEN) a depășit pragul de 2.500 MW de noi capacități de producție și stocare conectate la rețea de la începutul anului 2026.

Borna de 2.500 MW a fost depășită odată cu conectarea la rețea a unei noi instalații de stocare – IS Părău – cu o capacitate de 76,76 MW / 150,288 MWh.

Capacitățile sunt conectate atât la Rețeaua Electrică de Transport (RET), cât și la rețelele electrice de distribuție și se află în diferite etape: de la capacități care dețin deja licență de exploatare comercială până la instalații aflate în etapa testelor funcționale interne și a testelor de conformitate.

Structura pe tipuri de resursă a capacităților instalate în anul 2026, în total 2514 MW, este următoarea:

- Hidrocarburi – 20 MW;
- Eolian – 496 MW;
- Stocare – 663 MW;
- Fotovoltaic – 1331 MW;
- Biogaz – 5 MW.

Capacitățile care au depășit pragul de 2.500 MW includ atât noi centrale de producție a energiei electrice, cât și instalații de stocare, contribuind la diversificarea mixului energetic și la creșterea resurselor disponibile pentru funcționarea SEN.

Până la sfârșitul anului 2026 se estimează ca vor fi conectate la rețea noi capacități de aproximativ 1.000 MW în centrale electrice fotovoltaice și eoliene, aproximativ 1.000 MW în instalații de stocare, la care se adaugă capacitățile de producție pe gaze naturale din centralele de la Mintia și Iernut.

Transelectrica a semnat două contracte de finanțare de peste 350 de milioane de lei din Fondul pentru Modernizare pentru investiții în digitalizarea și modernizarea Rețelei Electrice de Transport

Compania a semnat în data de 28 august 2026, cu Ministerul Energiei, două contracte de finanțare din Fondul pentru Modernizare, în valoare totală de peste 351 de milioane de lei, pentru proiectele de investiții „Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines” și „Creșterea calității reglajului de tensiune în stația Gutinaș”.

Cele două investiții vizează creșterea siguranței și eficienței în funcționare a Rețelei Electrice de Transport, prin implementarea unor tehnologii avansate de monitorizare și reglaj, precum și creșterea capacității Sistemului Electroenergetic Național de a integra noi capacități de producție din surse regenerabile.

Comisia Europeană a aprobat finanțarea nerambursabilă din Fondul pentru Modernizare pentru cele două proiecte, valoarea totală aprobată fiind de 351.143.076,76 lei, fără TVA, echivalentul a aproximativ 67 de milioane de euro.

Pentru proiectul „Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines”, valoarea totală aprobată din Fondul pentru Modernizare este de 18.623.422,30 euro, echivalentul a 97.650.052,49 lei, fără TVA. Obiectivul principal al proiectului este creșterea siguranței în funcționare a liniilor electrice aeriene, prin diagnoza și estimarea online a stării tehnice a acestora, pe baza datelor obținute în timp real.

În ceea ce privește proiectul „Creșterea calității reglajului de tensiune în stația Gutinaș”, valoarea totală aprobată din Fondul pentru Modernizare este de 48.345.162,35 euro, echivalentul a 253.493.024,27 lei, fără TVA. Proiectul vizează modernizarea rețelei de transport al energiei electrice din zona Moldovei prin implementarea unei soluții avansate de reglaj dinamic al tensiunii.

Premieră în Sistemul Electroenergetic românesc: un grup format exclusiv din consum a fost activat în piața de echilibrare

Compania a anunțat prima activare în piața de echilibrare a unui grup de furnizare a rezervelor (GFR) constituit exclusiv din locuri de consum cu consum comandabil, fără nici o unitate de producție sau instalație de stocare în componență.

Activarea s-a realizat la 1 septembrie, în intervalul 12:00 – 12:30, la dispoziție de dispecer a Dispecerului Energetic Național (DEN), pe Rezerva pentru Restabilirea Frecvenței activată Manual (RRFm / mFRR) la creștere – rezervă livrată de un loc de consum prin reducerea temporară a consumului cu 3 MW.

Grupul, constituit de agregatorul Flexumers, prima companie românească ce oferă servicii de flexibilitate și echilibrare prin intermediul modelelor de tip Demand Response, trecuse anterior testele de calificare tehnică coordonate de DEN.

Este pentru prima dată când, în Sistemul Electroenergetic Național, cererea, și nu producția, furnizează efectiv energie de echilibrare, la dispoziție de dispecer.

Prin calificarea și acum activarea unui GFR format din consum, consumatorii au o cale operațională de intrare pe Piața de Echilibrare și pe Piața Serviciilor de Sistem – cu venituri pentru disponibilitatea serviciului și pentru energia efectiv modulată, fără investiție în active de producție.

Calificarea operaționalizează angajamentele asumate de România prin Componenta 6 – Energie din Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR), în cadrul reformei pieței de energie electrică.

Semnare contract și deschidere „Proiect pilot Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală”

Transelectrica a informat publicul investitor asupra semnării de către Companie a contractului de proiectare și execuție „Proiect pilot Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală”, în data de 30 septembrie 2026 având loc întâlnirea de deschidere a proiectului, cu participarea conducerii și echipei Transelectrica, a Asocierii Vodafone România – Electromontaj SA și a reprezentanților Universității Naționale de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București.

Proiectul beneficiază de o finanțare nerambursabilă de 228,5 mil lei din Fondul pentru Modernizare, iar durata contractului de proiectare și execuție este de 44 de luni, cu finalizare prevăzută în mai 2030.

Proiectul este conceput ca un pilot pentru dezvoltarea unui model integrat de stație digitală în Rețeaua Electrică de Transport, în care infrastructura energetică este conectată cu infrastructura digitală, comunicațiile, datele, securitatea cibernetică și instrumentele de monitorizare și analiză a stării activelor.

Conceptele dezvoltate și implementate în proiectul Alba Iulia reunesc într-un singur ecosistem stația electrică digitală și sistemele moderne de automatizare și monitorizare; o infrastructură de telecomunicații și cloud privat; GIS (Sistemul de Informații Geospațiale) și date satelitare; Digital Twin și realitate augmentată; Centrul de Sănătate a Activelor și soluții pentru monitorizarea și determinarea condiției tehnice; securitate cibernetică integrată; producție fotovoltaică și soluții de e-mobility; precum și o platformă de învățare pentru formarea și validarea cunoștințelor.

Obiectivul este ca aceste componente să funcționeze integrat, nu ca soluții tehnologice independente. Datele generate de echipamente și sisteme vor fi contextualizate și analizate pentru a oferi o imagine mai bună asupra stării activelor și pentru a fundamenta deciziile de exploatare, mentenanță și investiții.

Arhitectura proiectului depășește perimetrul Stației Alba Iulia. În funcție de componente și interfețe, proiectul implică elemente IT&C in 21 de stații ale Rețelei Electrice de Transport, două amplasamente Hidroelectrica, patru stații DEER și cinci sedii sau centre aparținând Transelectrica, conectând infrastructura energetică cu sisteme de comunicații, date și analiză și cu structurile operaționale ale Transelectrica.

Prin proiectul pilot DigiTEL Alba Iulia, Transelectrica urmărește nu doar finalizarea unei investiții complexe, ci și transformarea experienței de implementare în capabilități operaționale: tehnologii validate, date în care specialiștii pot avea încredere, competențe consolidate și modele reutilizabile.

Tarif pentru achiziția serviciilor de sistem aplicabil de la 01 octombrie 2026

Compania a informat publicul investitor asupra publicării în Monitorul Oficial nr. 827/29.09.2026 a Ordinului ANRE nr. 60/2026 privind aprobarea tarifului pentru achiziţia serviciilor de sistem pentru Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” - S.A., aplicabil de la 1 octombrie 2026.

Prin urmare, tariful reglementat aferent achiziţiei serviciilor de sistem aplicabil începând cu 1 octombrie 2026 este:

Serviciu	Tarif aplicabil de la 01 ianuarie 2026 lei/MWh	Tarif aplicabil de la 01 octombrie 2026 lei/MWh	Variație (3)-(2) %
1	2	3	4
Tarif pentru achiziţia serviciilor de sistem:	14,70	12,72	-13,47%

NOTĂ: Tariful nu conține taxa pe valoarea adăugată (TVA).

EVENIMENTE ULTERIOARE

Hotărârea nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 06 octombrie 2026

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în data de 06 octombrie 2026, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, 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, a hotărât aprobarea rectificării Bugetului de venituri și cheltuieli pentru anul 2026 și estimările pentru perioada 2027-2028.

Convocarea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor

Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–SA a convocat, în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea

generală extraordinară a acționarilor în data de 09 noiembrie 2026 având următoarea ordine de zi:

1. Aprobarea Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035, în forma finală aprobată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în data de 03 septembrie 2026;
2. Aprobarea înstrăinării imobilului proprietatea Companiei din Județul Argeș, orașul Ștefănești, str. Cavalerului nr. 4E (fost nr. 323), în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR;

3. Informarea privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligaţii importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și credite și garanţii pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro.

Convocarea Adunării Generale Ordinare a Acționarilor

Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica"–SA, a convocat în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală ordinară a acționarilor în data de 13 noiembrie 2026, având pe ordinea de zi:

1. Aprobarea formulării unei acțiuni în pretenții în contradictoriu cu Dogaru-Tulică AdinaLoredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae, membrii Consiliului de Supraveghere care au emis Decizia nr. 25/25.06.2021, în vederea recuperării prejudiciului cauzat C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. ca urmare a revocării membrilor Directoratului (Cătălin Nițu, Ovidiu Anghel, Andreea-Mihaela Miu, Bogdan Marcu și Marius Viorel Stanciu) și împuternicirea Directoratului de a exercita acțiunea în justiție, respectiv de a promova şi semna cererea de chemare în judecată a lui Dogaru-Tulică Adina-Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae;
2. Informarea Adunării Generale a Acționarilor privind litigiile cu o valoare mai mare de 500.000 euro conform art. 25, lit. n), pct. ii al Actului constitutiv al Companiei.

Transelectrica a finalizat o investiție strategică pentru creșterea siguranței Sistemului Electroenergetic Național. Instalațiile STATCOM de la Sibiu Sud și Bradu, finanțate prin Fondul pentru Modernizare, sunt realizate în premieră în sudul Europei

În data de 15 octombrie 2026, Transelectrica a marcat la Stația Electrică de Transformare Sibiu Sud, inaugurarea instalației de tip STATCOM (Compensator Static), în cadrul unui eveniment dedicat finalizării proiectului de investiții „Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/37/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/37/20 kV Bradu", finanțat din Fondul pentru Modernizare.

Cu o valoare totală de aproximativ 260 de milioane de lei, proiectul a beneficiat de o finanțare nerambursabilă de 254,65 milioane de lei din Fondul pentru Modernizare. Investiția a fost finalizată integral în august 2026, înaintea termenului prevăzut în contractul de finanțare, respectiv mai 2027.

Proiectul a constat în instalarea a două echipamente moderne de compensare a puterii reactive, de tip STATCOM, fiecare cu o putere nominală de ±150 MVAr, în stațiile electrice Sibiu Sud și Bradu.

Cele două instalații formează un sistem de compensare a puterii reactive unic în Rețeaua Electrică de Transport din România, conceput pentru a răspunde rapid variațiilor parametrilor rețelei și pentru a susține funcționarea sigură și stabilă a Sistemului Electroenergetic Național, inclusiv în condiții de consum redus.

Tehnologia STATCOM contribuie la creșterea capacității de transport în condiții de siguranță, la reducerea riscurilor de instabilitate și la optimizarea operării rețelei în situații de congestie, variații rapide ale consumului sau alte regimuri dificile de funcționare.

Investiția răspunde astfel unor nevoi esențiale ale sistemului energetic actual: creșterea flexibilității operaționale a rețelei, consolidarea rezilienței rețelei și facilitarea integrării surselor de energie regenerabilă, a căror producție variabilă impune cerințe suplimentare de echilibrare și control al parametrilor de funcționare.

Prima zi de funcționare conectată la SEN a Centralei Electrice cu Ciclu Combinat Mintia: Turbina cu Gaz 1 a fost sincronizată la SEN pentru prima dată cu succes. Producția planificată în următoarele săptămâni de teste va contribui la stabilitatea SEN

În data de 15 octombrie 2026, Turbina cu Gaz 1 (TG1) din cadrul Centralei Electrice cu Ciclu Combinat (CECC) Mintia a fost sincronizată cu succes pentru prima dată la Sistemul Electroenergetic Național (SEN). Acest moment cheie a marcat începutul etapei de testare a echipamentelor și sistemelor de producere a energiei electrice în condiții de funcționare conectată la SEN.

În prima zi de funcționare în regim de teste, turbina a fost conectată la SEN în două intervale, primul începând cu ora 11:15, iar cel de-al doilea la ora 12:21.

În cadrul celui de-al doilea interval de funcționare, turbina a atins o putere brută maximă de 135 MW, la bornele generatorului.Testele din această primă zi de funcționare s-au încheiat la ora 16:35.

În perioada următoare, vor fi realizate reglaje și ajustări tehnice ale sistemelor și subsistemelor turbinei, în vederea optimizării parametrilor de funcționare.

Următoarea zi de producție a fost programată pentru luni, 19 octombrie 2026, după care sunt planificate aproximativ trei săptămâni de teste zilnice.

Transelectrica și MASS Global au agreat corelarea testelor cu necesitățile de funcționare ale Sistemului Electroenergetic Național.

Testele din următoarele trei săptămâni se vor desfășura în intervalele de seară, astfel încât producția planificată în această perioadă va intra în sistem la vârful de consum de seară.

Prin această abordare, contribuția Centralei Electrice cu Ciclu Combinat Mintia va putea fi valorificată în intervalele cu cerere ridicată de energie electrică, în contextul condițiilor dificile de operare a Sistemului Electroenergetic Național din ultimele luni, inclusiv al indisponibilității capacității de producție de la Centrala Nuclearoelectrică Cernavodă.

Turbina cu Gaz 1 CECC Mintia are o capacitate instalată de 575 MW.

Conform calendarului estimat, la jumătatea lunii decembrie 2026 este prevăzută începerea testelor pentru Turbina cu Gaz 2, care are, de asemenea, o capacitate de 575 MW. Astfel, până la sfârșitul anului 2026, este preconizată integrarea în SEN a unei capacități de producție de peste 1.000 MW din cadrul Centralei Electrice în Ciclu Combinat Mintia, un aport semnificativ pentru consolidarea capacității de producție disponibile și pentru susținerea funcționării în siguranță a Sistemului Electroenergetic Național.

Solicitare completare convocator ordinea de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor care va avea loc în data de 09 noiembrie 2026

Compania a adus la cunoștință publicului investitor faptul că **acționarul majoritar**, **Statul Român, prin Secretariatul General al Guvernului**, deținător a 43.020.309 acțiuni, reprezentând **58,688%** din capitalul social al Companiei, prin adresa nr. 20/31383/D.R. din 20.10.2026 (înregistrată în cadrul Transelectrica cu nr. 49613 din 20.10.2026), în temeiul art. 105 alin (3) din Legea nr. 24/2017 *privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată,* coroborat cu prevederile art. 1171 din *Legea societăţilor* nr. 31/1990, republicată, cu modificările şi completările ulterioare, **a solicitat completarea ordinii de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor convocată pentru data de 09/10.11.2026** cu următoarele puncte:

1. Notificarea privind aprobarea în ședința Guvernului din data de 16 octombrie 2026 a Memorandumului cu tema: Demararea procedurilor prealabile în vederea declarării unor imobile de interes public, prin Hotărâre a Guvernului în temeiul art.296 alin. (4) Cod administrativ, de către Secretariatul General al Guvernului, în calitate de autoritate publică tutelară pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., semnat de Prim-Ministrul României, domnul Ilie-Gavril Bolojan;

2. Aprobarea demarării procedurilor de îndeplinire a condițiilor prevăzute de art. 296 alin (4) din Codul administrativ cu privire la contravaloarea stabilită conform raportului de evaluare efectuat de către evaluatori autorizați conform legii (la momentul finalizării evaluării) a imobilelor de interes public."

Completarea convocatorului adunării generale extraordinare a acționarilor *(conform solicitării acționarului Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului în conformitate cu art.11 alin.(5) din O.U.G. nr.68/2019)*

Directoratul Companiei având în vedere solicitarea acționarului Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului în conformitate cu art. 11 alin.(5) din O.U.G. nr.68/2019, formulată prin adresa nr. 20/31383/D.R. din 20.10.2026 (înregistrată în cadrul Transelectrica cu nr. 49613 din 20.10.2026), în temeiul art.1171 din Legea societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, art.105 alin.(3) din Legea nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale art.189 din Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, a completetat ordinea de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor care va avea loc în data de **09 noiembrie 2026** cu următoarele puncte:

1. Notificarea privind aprobarea în ședința Guvernului din data de 16 octombrie 2026 a Memorandumului cu tema: Demararea procedurilor prealabile în vederea declarării unor imobile de interes public, prin Hotărâre a Guvernului în temeiul art.296 alin. (4) Cod administrativ, de către Secretariatul General al Guvernului, în calitate de autoritate publică tutelară pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., semnat de Prim-Ministrul României, domnul Ilie-Gavril Bolojan;

2. Aprobarea demarării procedurilor de îndeplinire a condițiilor prevăzute de art. 296 alin (4) din Codul administrativ cu privire la contravaloarea stabilită conform raportului de evaluare efectuat de către evaluatori autorizați conform legii (la momentul finalizării evaluării) a imobilelor de interes public;

3. Aprobarea Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026– 2035, în forma finală aprobată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în data de 03 septembrie 2026;

4. Aprobarea înstrăinării imobilului proprietatea Companiei din Județul Argeș, orașul Ștefănești, str. Cavalerului nr. 4E (fost nr. 323), în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR;

5. Informarea privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligaţii importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și credite și garanţii pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro;

În cazul în care nu se va întruni cvorumul necesar la data menționată, Adunarea generală extraordinară a acționarilor se va ține la data de **10 noiembrie 2026.**





Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 30.09.2026 este următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni	Pondere în total
Statul român prin SGG	43.020.309	58,7%
PAVĂL Holding	4.753.567	6,5%
Alţi acţionari - persoane juridice	20.804.397	28,4%
Alţi acţionari - persoane fizice	4.724.869	6,4%
Total	**73.303.142**	**100%**

COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

Ștefăniță MUNTEANU	Președinte Directorat
Cătălin-Constantin NADOLU	Membru Directorat
Florin-Cristian TĂTARU	Membru Directorat
Vasile-Cosmin NICULA	Membru Directorat

TARIFE

n conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul preşedintelui ANRE nr.68/2024, s-a stabilit tariful de transport aplicat în anul 2026 începând cu data de 1 ianuarie.

I)Tariful de transport aplicat în trimestrul III 2026

Prin Ordinul Preşedintelui ANRE nr.74/2025, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G) și de extragere a energiei electrice din reţea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2026, conform tabelului de mai jos:

Transportul energiei electrice*	u.m.	Tarif aplicat în anul 2025	Tarif în vigoare de la 1 ianuarie 2026 conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025	*Diferență (%)*
(1)	*(2)*	*(3)*	*(4)*	*(5)=(4)/(3)*
T_G (componenta de injecție în rețele)	**Lei/MWh**	**3,29**	**3,63**	*+10,33%*
T_L (co**mponenta de extracţie din reţele)**	**Lei/M**Wh	**33,03**	**36,45**	*+10,35%*

**Notă: Începand 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 şi valorile tarifelor de injecție în rețea T_G (tarif plătit de producători) şi de extraţie 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 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) şi de extragere a energiei electrice din reţea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2026, 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 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 (T_G)	**3,63**	3,18	0,45

Componente tarifare - Tarif de iextracţie a energiei electrice din rețeaua de transport (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 (T_L)	**36,45**	25,60	9,14	1,71

De asemenea, valorile aferente celorlalte elemente cheie din cadrul veniturilor liniarizate aprobate de ANRE pentru perioada V de reglementare (2025-2029), au rămas nemodificate faţă de cele prezentate în "*Raportul aferent trimestrului I 2026*".

II)Tariful pentru achiziţia serviciilor de sistem aplicat în trimestrul III 2026

Prin Ordinul ANRE nr. 12/19.05.2026 a fost aprobată noua *Metodologie de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, cu aplicabilitate din 29.05.2026, dată la care se abrogă Ordinul ANRE nr.116/2022.

Potrivit prevederilor noii metodologii, ANRE aprobă tarife cu aplicabilitate de la 1 aprilie și 1 octombrie, pentru perioade tarifare de 6 luni calendaristice, nemaifiind prevăzute revizii ale tarifului în cadrul acestora.

În baza prevederilor articolului nr. 20 din cadrul *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziţia serviciilor de sistem*, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, pe 12 august, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziţia serviciilor de sistem pentru perioada 1 octombrie 2026 - 31 martie 2027.

Prin intrarea în vigoare a noii metodologii, solicitarea privind revizuirea tarifului începând cu 1 iunie 2026, transmisă de Companie pe 30 aprilie nu a fost aprobată. Astfel, în trimestrul 3 a fost menținută valoarea tarifului pentru achiziţia serviciilor de sistem aprobată prin Ordinul ANRE nr.73/2025, respectiv 14,70 lei/MWh.

Serviciul de sistem	**u.m.**	**Tarif în vigoare (aplicabil de la 1 ianuarie 2026) cnf. Ordin ANRE nr.73/2025**	**Tarif aplicat în perioada 1 septembrie – 31 decembrie 2025 cnf. Ordin ANRE nr. 60/2025**	*Diferență (%)*
(1)	*(2)*	*(3)*	*(4)*	*(5)=(3)/(4)*
Tarif	Lei/MWh	14,70	12,79	*+14,93%*

La data de 29 septembrie 2026 a fost emis Ordinul ANRE nr.60 privind aprobarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., aplicabil de la 1 octombrie 2026.

Serviciul de sistem	**u.m.**	**Tarif în vigoare (aplicabil de la 1 octombrie 2026) cnf. Ordin ANRE nr.60/2026**	**Tarif aplicat în perioada 1 ianuarie – 30 septembrie 2026 cnf. Ordin ANRE nr. 73/2025**	*Diferență (%)*
(1)	*(2)*	*(3)*	*(4)*	*(5)=(3)/(4)*
Tarif	Lei/MWh	12,72	14,70	*-13,47%*

LITIGII

Cele mai importante litigii cu impact asupra Companiei sunt prezentate în cele ce urmează:
Notă: Pentru ușurința citirii și înțelegeri, toate sumele de la acest capitol sunt exprimate în lei/eur

- **RAAN**

În dosarul nr. **9089/101/2013**, la data de 19.09.2013, Tribunalul Mehedinţi a dispus deschiderea procedurii generale a insolvenţei împotriva RAAN.

La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinţi a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activităţi Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociatii SPRL şi 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 contestaţie la tabelul suplimentar de creanţe, care a făcut obiectul dosarului nr. 9089/101/2013/a152 împotriva debitoarei RAAN, întrucât lichidatorul judiciar nu a înscris o creanţă 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, soluţia Tribunalului Mehedinți: s-a admis excepţia decăderii. S-a admis în parte acţiunea principală precum şi contestaţia conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950.117,14 lei creanţă 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. Pronunţată în şedinţă 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 creanţe: 19.113.256 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanţe, valorificare bunuri şi îndeplinirea celorlalte operaţiuni de lichidare: **09.12.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanţelor 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. Solutia CAB 27.09.2021: Suspendă judecata apelului până la soluţionarea definitivă a dosarelor nr.28458/3/2017, nr.26024/3/2015. Soluţia din data de 23.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de repunere a cauzei pe rol. Menţine suspendată judecata apelului. La termenul din data de 20.05.2024 a fost admis apelul, s-a schimbat sentinţa 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 şi penalităţi, cu drept de recurs. Hotarâre 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, pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă**.

- **MUNICIPIUL REŞIŢA**

Dosarul nr. **2494/115/2018****, înregistrat pe rolul Tribunalului Caraş Severin.

Obiectul dosarului: Prin cererea de chemare în judecată, reclamantul Municipiul Reşiţa solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata următoarelor sume: 2.129.765,86 lei, reprezentând chiria pentru suprafaţa 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 scadenţă şi până la plata efectivă.

Soluţia Tribunalului CS: Suspendă judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reşiţa, prin Primar, în contradictoriu cu

pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenţii, în temeiul art. 413 alin.(1) pct.1 C.pr.civ. Cu recurs cât timp durează suspendarea cursului judecării procesului, la instanţa ierarhic superioară. Document: Încheiere - Suspendare 22.03.2021.

Suspendarea judecării cauzei s-a dispus pana la soluţionarea definitivă a dosarului nr. 3154/115/2018* al Tribunalului Caraş Severin.

La termenul din data de 02.03.2023 s-a suspendat judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reşiţa, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenţii. Cu drept de recurs pe toată durata suspendării judecăţii.

La termenul din 27.06.2024 s-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe notele de sedintă, 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 Reşiţa ca urmare a cererii formulate de către expert.

În data de 19.09.2024 s-a încuviinţat cererea reclamantului de amânare a cauzei şi 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 părţi. S-a amânat judecarea cauzei, faţă de lipsa raportului de expertiză, la data de 10.10.2024.

În data de 10.10.2024 s-a stabilit în sarcina reclamantei şi 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 şi formularea eventualelor obiecţiuni, de către reprezentanţii părţilor. S-a amânat judecarea cauzei la termenele 13.02.2025, 20.02.2025 şi ulterior la 27.02.2025.

La termenul din 27.02.2025, instanţa a respins excepţia prescripţiei dreptului la acţiune privind pretenţiile constând în chiria aferentă anului 2015 şi excepţia tardivităţii formulării modificărilor de acţiune, excepţii invocate de pârâta Transelectrica. A calificat excepţia lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. A respins cererea de chemare în judecată formulată de pârâtul Municipiul Reşiţa 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 sentinţei civile nr. 150/27.02.2025, pronunţată de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** formulată de pârâta Transelectrica. S-a dispus completarea dispozitivului cu următoarea dispoziţie: 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.

În data de 06.05.2026 instanţa a respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinţei civile nr. 150/ 27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** ca nefondat. A respins cererea intimatei-pârâte având ca obiect obligarea apelantei-reclamante la plata cheltuielilor de judecată ca nefondată. Admite excepţia tardivităţii formulării cererii de apel împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** invocată de intimata-pârâtă. Decade apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar din dreptul de a formula cererea de apel. Anulează apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica S.A. împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**.

- **ANAF**

În anul 2017 s-a finalizat Inspecția fiscală generală începută la sediul Transelectrica SA la data de 14.12.2011, control ce a vizat perioada decembrie 2005 – decembrie 2010.

Inspecţia fiscală generală a început la data de 14.12.2011 şi s-a încheiat la 26.06.2017, data discuţiei finale cu Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării controlului, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, respectiv impozit pe profit și TVA, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întarziere) aferente cu privire la serviciile de sistem tehnologice de sistem (STS) facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspecției fiscale.

Potrivit Deciziei de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 în sumă totală de 99.013.399 lei, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, în sumă de 35.105.092 lei, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/ majorări de întarziere și penalități de întârziere), în sumă de 63.908.307 lei.

În principal, Raportul de inspecție fiscală al ANAF a consemnat următoarele obligații de plată suplimentare: impozit pe profit în sumă de 13.726.800 lei, precum și accesorii, datorate pentru un număr de facturi

neutilizate identificate ca fiind lipsă (acestea au fost distruse în incendiul izbucnit în noaptea de 26-27 iunie 2009, la punctul de lucru din clădirea Millenium Business Center din str. Armand Călinescu nr. 2-4, sector 2, unde Compania își desfășura activitatea), documente cu regim special.

Aceste facturi au făcut obiectul unui litigiu cu ANAF care a emis un raport de inspecție fiscală în data de 20 septembrie 2011 prin care a fost estimată TVA colectată pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă.

Compania a contestat în termenul legal, conform OG nr. 92/2003 privind Codul de procedură fiscală, Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

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 excepţia necompetenţei materiale a Curţii de Apel Bucureşti – SCAF. Declină în favoarea Judecătoriei Sector 1 Bucureşti competenţa materială de soluţionare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunţată în şedinţă 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 judecăţii formulată de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluţionarea definitivă a **dosarului nr. 1802/2/2018**, aflat pe rolul Curţii de Apel Bucureşti, Secţia a VIII-a contencios administrativ şi fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 Bucureşti. Pronunţată in şedinţă 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 pe parcursul mai multor termene. Următorul termen de judecată în data de **28.01.2027**.

- **CONAID COMPANY SRL**

Obiectul dosarului nr. **36755/3/2018** este Constatare refuz nejustificat încheiere act adiţional contract racordare RET C154/2012 şi pretenţii în valoare de 17.216.093,43 lei, paguba suferită şi 100.000 euro, contravaloare beneficiu nerealizat estimat.

La termenul din 03.01.2024 TMB admite excepţia prescripţiei dreptului material la acţiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel in 30 de zile de la comunicare. Hotarâre 4/2024.

Conaid Company SRL a declarat appel cu termen de judecată fixat în data de 27.03.2025. La termenul din 27.03.2025 instanţa admite apelul. Anulează sentinţa civilă apelată şi trimite cauza primei instanţe, pentru soluţionarea 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, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia 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 in martie 2019.

- **OPCOM**

Dosar nr. **22567/3/2019** - Obiectul dosarului: acţiune în pretenţii 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 in baza Contractului de imprumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanţarea proiectului de investiţii "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 soluţionarea definitivă a dosarului 31001/3/2017, având ca obiect acţiune 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).

Soluţia TMB Admite excepţia prescripţiei. Respinge acţiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Solutia CAB conform hotarârii 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 pronunţată de CAB. In data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 şi s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiaşi instanţe. **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 Naţională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA" S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieţei de Energie Electrică şi Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a V-a civilă. Respinge cererile părţilor 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 nr. 24242/3/2021 - Tribunalul Bucureşti Secţia 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 excepţia inadmisibilităţii 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 PIEŢEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ŞI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti - Secţia 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: **08.12.2026**.

La 30 septembrie 2026, Compania nu are înregistrat provizion pentru acest litigiu.

- **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 de 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 judecata 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 Bucureşti - Secţia a VIII a CAF. Pronunţată azi, 14.10.2025, prin punerea soluţiei la dispoziţia părţilor prin mijlocirea grefei instanţei. Document: Hotarâre 1342/2025 14.10.2025.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 in vederea soluţionării declaraţiei de abţinere formulată de doamna judecător Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanta Respinge ca neîntemeiată cererea de abţinere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecător Pavelescu Silvia.
Termen de judecatâ: **03.11.2026**

- **ALTELE**

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: IBN Energy SRL, Liberty Galați SRL, Total Electric Oltenia SA, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Brăila, CET Govora, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, ISPE, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy, Dinergy Power și alții). Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	9L 2026	2025	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	6.684	6.182	502	8%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	53	2	51	n/a
Imobilizări necorporale	182	259	(76)	(29%)
Imobilizări financiare	88	88	-	n/a
Total active imobilizate	**7.007**	**6.531**	**477**	**7%**
Active circulante				
Stocuri	41	45	(4)	(9%)
Creanţe	4.989	3.349	1.639	49%
Numerar şi echivalente	1.718	734	984	n/a
Impozit pe profit de recuperat	2	12	(11)	-88%
Total active circulante	**6.749**	**4.140**	**2.609**	**63%**
Total active	**13.756**	**10.671**	**3.085**	**29%**
CAPITALURI PROPRII ŞI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	-	n/a
Capital social subscris	733	733	-	n/a
Primă de emisiune	50	50	-	n/a
Rezerve legale	147	147	-	n/a
Rezerve din reevaluare	1.327	1.404	(78)	(6%)
Alte rezerve	336	299	37	12,4%
Rezultat reportat	3.987	3.333	654	19,6%
Total capitaluri proprii	**6.579**	**5.966**	**613**	**10%**
Datorii pe temen lung				
Venituri în avans pe termen lung	1.543	769	774	101%
Împrumuturi pe termen lung	1	1	(0)	(31)
Datorii privind impozitele amânate	43	-	43	n/a
Obligaţii privind beneficiile angajaţilor	52	52	-	n/a
Total datorii pe termen lung	**1.852**	**1.037**	**815**	**79%**
Datorii curente				
Datorii comerciale şi alte datorii	5.229	3.407	1.822	53%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	11	2	9	n/a
Alte impozite şi obligaţii pentru asigurări sociale	15	15	-	(1%)
Obligatiile privind beneficiile angajatilor pe termen scurt	11	11	-	n/a
Împrumuturi pe termen scurt	1	179	(178)	(99%)
Provizioane	18	32	(14)	(44%)
Venituri în avans pe termen scurt	40	21	19	86%
Total datorii curente	**5.326**	**3.669**	**1.657**	**45%**
Total datorii	**7.177**	**4.705**	**2.472**	**53%**
Total capitaluri proprii şi datorii	**13.756**	**10.671**	**3.085**	**28.9%**

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]									
Indicator	**9L 2026**	**9L 2025**	**2024**	**2025**	**Bugetat 9L 2026**	**Realizat 9L 2026 vs 9L 2025**	**Realizat 9L 2026 vs 9L 2025 (%)**	**Realizat vs Bugetat 9L 2026**	**Realizat vs Bugetat 9L 2026 (%)**
0	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6=1-2**	**7=1/2**	**8=1-5**	**9=1/5**
Venituri din exploatare									
Venituri din serviciile de transport	1.951	1.666	2.024	2.263	1.786	286	17%	166	9%
Venituri din serviciile de sistem	571	395	633	574	581	176	45%	(10)	(2%)
Venituri din piaţa de echilibrare	2.221	2.039	4.966	2.676	3.300	181	9%	(1.079)	(33%)
Alte venituri	73	50	256	60	58	23	46%	15	26%
Total venituri din exploatare	**4.816**	**4.150**	**7.879**	**5.573**	**5.725**	**666**	**16%**	**(908)**	**(16%)**
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	(562)	(487)	(716)	(641)	(601)	(76)	(16%)	39	6%
Cheltuieli cu piaţa de echilibrare	(2.217)	(2.039)	(4.966)	(2.676)	(3.300)	(178)	(9%)	1.083	33%
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(448)	(551)	(524)	(706)	(587)	103	19%	139	24%
Amortizare	(298)	(290)	(356)	(389)	(306)	(9)	(3%)	7,0	2,3%
Cheltuieli cu personalul	(304)	(308)	(373)	(412)	(312)	4	1%	8	3%
Reparaţii şi mentenanţă	(119)	(105)	(129)	(161)	(150)	(13)	(13%)	32	21%
Materiale şi consumabile	(5)	(4)	(9)	(11)	(11)	(1)	(21%)	6	54%
Alte cheltuieli din exploatare	(208)	(191)	(240)	(257)	(256)	(18)	(9%)	48	19%
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	(6)	(4)	(16)	(6)	2	(2)	(54%)	(8)	n/a
Alte câștiguri sau pierderi	14	1	5	8	(7)	13	912%	21	n/a
Total cheltuieli din exploatare	**(4.154)**	**(3.978)**	**(7.301)**	**(5.252)**	**(5.530)**	**(177)**	**(4%)**	**1.376**	**25%**
Profit din exploatare	**662**	**172**	**579**	**321**	**195**	**490**	**284%**	**467**	**240%**
Venituri financiare	32	34	27	35	22	(2)	(6%)	9	42%
Cheltuieli financiare	(3)	(3)	(14)	(8)	(3)	(0)	(2%)	(0,1)	(3%)
Rezultat financiar	**29**	**31**	**13**	**28**	**20**	**(2)**	**(6%)**	**9**	**47%**
Profit înainte de impozitul pe profit	**691**	**204**	**592**	**349**	**215**	**488**	**239%**	**477**	**n/a**
Impozit pe profit	80	21	(6)	11	(31)	59	278%	111	n/a
Profitul exerciţiului	**611**	**183**	**586**	**360**	**184**	**429**	**235%**	**427**	**n/a**

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	9L 2026	9L 2025	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierderea perioadei	611	182,53	428,6
Cheltuiala cu impozitul pe profit	80,09	21,17	58,9
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea si deprecierea imobilizarilor (inclusiv CPT suplimentar)	298,50	289,85	8,6
Venituri din productia de imobilizari necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	-	(0,92)	0,9
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	37,23	2,15	35,1
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(44,97)	-	(45)
Pierderi din creanțe și debitori diverși	13,84	1,67	12,18
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	(0,05)	0,12	(0,2)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	(1,47)	(0,76)	(0,7)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	(7,85)	0,76	(8,6)
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(1,14)	(2,83)	1,7
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(14,05)	(0,47)	(13,6)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	(29,53)	(29,86)	0,3
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	**941,77**	**463,41**	**478,4**
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(1.806.8)	1.085,1	(2.891,9)
Clienți - echilibrare	166,1	252,5	(86,4)
Clienți - cogenerare	(4,5)	0,6	(5,1)
Stocuri	5,58	0,11	5,5
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	2.045,1	(810)	2.855,2
Datorii - echilibrare	(164,5)	(270,2)	105,6
Datorii - cogenerare	(58,4)	(20,4)	(38)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(0,1)	(3,1)	2,9
Venituri în avans	589,9	204,1	385,8
Fluxuri de trezorerie activitate exploatare	**1.714,02**	**902,18**	**811,8**
Dobânzi plătite	(1,14)	(0,85)	(0,3)
Impozit pe profit plătit	(70,28)	(42,93)	(27,4)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	**1.642,61**	**858,41**	**784,2**
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiţii			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(714,19)	(374,59)	(339,6)
Titluri de participare detinute la GECO POWER COMPANY CORRIDOR POWER COMPANY SRL	-	(3,75)	3,8
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	239,63	9,09	230,5
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	8,84	1,38	7,5
Dobânzi încasate	23,42	10,01	13,4
Dividende încasate	7,67	23,03	(15,4)
Numerar net utilizat în activitatea de investiţii	**(434,63)**	**(334,84)**	**(99,8)**
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanţare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(6,16)	(18,10)	11,95
Plăți leasing clădire	(9,79)	(8,98)	(0,8)
Dividende plătite	(35,29)	(278,63)	243,3
Numerar net utilizat în activitatea de finanţare	**(51,23)**	**(305,72)**	**254,5**
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	**1.156,74**	**217,85**	**938,9**
Numerar şi echivalente de numerar la 1 ianuarie	**561,25**	**671,56**	**(110,3)**
Numerar şi echivalente de numerar la sfârşitul perioadei	**1.717,99**	**889,41**	**828,6**

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicatori	Formula de calcul	9L 2026	2025
Indicatorul lichidităţii curente (x)	Active curente / Datorii curente	1,27	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat x 100 / Capital propriu	0,85%	3,07%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat x 100 / Capital angajat	0,85%	2,98%
Viteza de rotaţie clienţi (zile)	Sold mediu clienţi** x nr.zile / Cifra de afaceri	64,06	71,20
Viteza de rotaţie active imobilizate (x)	Cifra de afaceri / Active imobilizate	0,68	0,84

** In cadrul indicatorilor gradului de îndatorare, capitalul împrumutat contine împrumuturile pe termen scurt, împrumuturile pe termen lung şi alte împrumuturi/datorii asimilate pe termen scurt şi lung aferente leasing-ului clădiri conform IFRS16.*

***S-au luat în considerare la calcularea soldului mediu clienţii care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților: incerți, din mecanismul de cuplare pieţe, schema de cogenerare și supracompensarea, nu au fost incluse în soldul mediu.*

Obiectiv/Indicatori de performanță DIRECTORAT conform Hotarare AGA nr. 13/22.12.2025

Nr. crt.	Denumire indicatori	U.M.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat 9L 2026	Ţintă 2026
	Indicatori financiari				
1	**Rata cheltuielilor de capital**	%	5,00%	**5,51%**	5,58%
2	**Realizarea Planului Anual de Investiții in procentele enuntate din Planul de Investitii aprobat de AGA**	%	10,00%	**82,84%**	92%
3	**Rata de plată a dividendelor (în conformitate cu prevederile OG 64/2001)***	%	25,00%	**-**	50%
4	**Rata lichidității curente**	nr	25,00%	**1,27**	1,05
5	**Rata de rotație a activelor**	nr	5,00%	**0,39**	0,53
6	**Rentabilitatea activelor ROA**	%	5,00%	**4,44%**	2,06%
	TOTAL INDICATORI FINANCIARI		**75,00%**		
	Indicatori nefinanciari				
1	**Realizarea Planului Anual de Mentenanţă**	%	10,00%	**58%**	90%
2	**Numărul mediu de ore de formare per angajat**	nr	3,00%	**18,58**	18,50
3	**Numărul de instruiri în materie de siguranţă**	nr	3,00%	**5,00**	5,00
4	**Număr de reuniuni, Comitet Directorat**	nr	3,00%	**29**	40
5	**Consumul intern de energie electrică**	MW	3,00%	**32.325**	46.300
	Indicatori necomerciali				
6	**Diferenta de remunerare sex feminin versus sex masculin**	%	3,00%	**4,63%**	0,25%
	TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI si NECOMERCIALI		**25,00%**		
	TOTAL INDICATORI		**100,00%**		

** În 9L 2026 nu s-au acordat dividende interimare.*

Obiectiv/Indicatori de performanță CS conform Hotarare AGA nr. 13/22.12.2025

Nr. crt.	Denumire indicatori	u.m.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat 9L 2026	Ţintă 2026
	Indicatori financiari				
1	**Rata de acoperire a Dobânzii**	nr	20,00%	**446**	4,50
2	**Plăți restante la Bugetul de Stat**	lei	15,00%	**0,0**	0%
3	**Reducerea Arieratelor**	lei	15,00%	**0,0**	0%
	TOTAL INDICATORI FINANCIARI		**50,00%**		
	Indicatori nefinanciari				
1	**Rata de retenţie a clienţilor***	%	5,00%	**100%**	100,00%
2	**Scorul de satisfacţie al clienţilor****	%	5,00%	**98%**	75%
3	**Numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere**	nr	15,00%	**16**	12
4	**Număr de reuniuni ale Comitetelor**	nr	15,00%	**15**	12
5	**Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor**	%	10,00%	**DA**	DA
	TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI		**50,00%**		

*****Datorită caracterului reglementat și indispensabil al serviciului de transport al energiei electrice furnizat de Transelectrica, relațiile comerciale cu utilizatorii rețelei se mențin integral pe durata eligibilității și accesului la infrastructura națională de transport.*
*** Acesta se realizează de obicei pentru un interval mai mare de timp (1 an). Nu s-au inregistrat reclamații în intervalul ianuarie-septembrie 2026*

ANEXA 5: Acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-septembrie 2026

La momentul elaborării prezentului raport nu există acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-septembrie 2026.

ANEXA 6: Acte de numire/revocare emise în ianuarie-septembrie 2026

Consiliul de Supraveghere

- La momentul elaborării prezentului raport nu există acte de numire/revocare ale Consiliului de Supraveghere.

Directorat

- Compania a informat acţionarii şi părțile interesate cu privire la faptul că, în şedinţa din data de 18 martie 2026, Consiliul de Supraveghere, ca urmare a revocării Deciziei ORNISS de avizare pozitivă a accesului la informații naționale clasificate comunicată Companiei în data de 11 martie 2026, a luat act de încetarea contractului de mandat, nr. C891/03 octombrie 2024, al domnului Moraru Victor, membru al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–S.A. constatând intervenite dispozițiile art. 8.3 lit. j) din Contractul de mandat.

ANEXA 7 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în trimestrul III 2026 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.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durata (luni)	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 635/2026	Proiect pilot – retehnologizare stația 220/ 110 / 20 kV Alba Iulia în concept de stație digital	44	476.070	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 610/2026	Sistem de back-up & restore	64	19.897	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
3	C 410/2026	Sisteme de calcul și licențe de acces client (microsoft server) pentru utilizatori	6	9.735	0,00	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
4	TM 35/2026	Reconductorare și reabilitare lea 220 kV d.c Porțile de Fier - Reșița (proiectare)	12	2.771	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
5	C 557/2026	Program off-line pentru realizarea analizelor dinamice și a simulărilor privind stabilitatea SEN	39	2.727	0,00	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
6	C 630/2026	Servicii de transport aerian intern si international de pasageri (acord cadru)	24	2.148	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
7	TM 33/2026	Servicii de topografie, cadastru în vederea intabulării suprafețelor de teren expropriate pentru lea 400 kV Reșița - Timișoara - Săcălaz și lea 400 kV Timișoara - Arad	48	1.244	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
8	CJ 666/2026	Servicii de proiectare - retehnologizarea stației 220/110/20 kV Cluj-Florești	53	812	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
9	TM 36/2026	Servicii de evaluare a influenței instalațiilor din rețeaua electrică de transport asupra calității aerului prin monitorizarea emisiilor de poluanți în atmosferă	36	785	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
10	CJ 665/2026	Servicii de proiectare - retehnologizarea stației 220/110 kV Baia Mare 3	53	694	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durata (luni)	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
11	CR 490/2026	RC – lea 400 kv Porțile de Fier – Urechești (proiectare)	12	581	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
12	C 621/2026	Servicii de mentenanță și reparații pentru instalațiile de climatizare tip VRF VRV și sistemele inverter tip duct toshiba 22kW echipate cu modul de redundanță	36	542	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată

Anexa 6 – 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
„CAB”	Curtea de Apel Bucureşti
„CEE”	Comunitatea Economica Europeana
„Companie”. „CNTEE”. ”TEL”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„DEN”	Dispecerul Energetic Naţional
„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
„ENTSOE”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„LEA”	Linii electrice aeriene
„Leu” sau „Lei” sau „RON”	Moneda oficiala a României
„MFP”	Ministerul Finanţelor Publice
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din Romania OPCOM SA
„OUG”	Ordonanță de Urgenţă a Guvernului
„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
“RS”	Reglaj secundar
“RTL”	Reglaj terțiar lent
„SMART”	Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
„SS”	Serviciul de sistem
„TEL”	Indicator bursier pentru Transelectrica
„TSR”	Randament total pentru acționari
„UE”	Uniunea Europeană
„u.m.”	Unitate de măsură
„USD” sau “dolari US”	Dolarul american. moneda oficiala a Statelor Unite ale Americii
„WACC”	Costul Mediu Ponderat al Capitalului


Transelectrica®
Societate Administrată în Sistem Dualist

CNTEE Transelectrica SA

Societate administrată în sistem dualist

Situaţii Financiare Interimare Separate Simplificate la data şi pentru perioada de nouă luni încheiată la 30 Septembrie 2026

Întocmite în conformitate cu

Standardul Internaţional de Contabilitate 34 – "Raportarea Financiară Interimară"

CUPRINS

Situația separată a poziției financiare la 30 septembrie 2026 3

Contul separat de profit și pierdere pentru perioada de nouă luni încheiată la 30 septembrie 2026 4

Situația separată a modificărilor capitalurilor proprii la data de 30 septembrie 2026 ……..……..... 6

Situația separată a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la 30 septembrie 2026 ……..…..... 7

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 septembrie 2026 ……..…..... 8

1. Informații generale..... 8
2. Bazele întocmirii..... 8
3. Politici contabile semnificative..... 8
4. Imobilizări corporale, necorporale și financiare 8
5. Leasing 11
6. Creanțe comerciale și alte creanțe 13
7. Numerar și echivalente de numerar 16
8. Capitaluri proprii 17
9. Venituri în avans 18
10. Împrumuturi 19
11. Datorii comerciale și alte datorii 20
12. Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale 23
13. Impozit pe profit.....23
14. Venituri din exploatare.....23
15. Cheltuieli pentru operarea sistemului şi din piaţa de echilibrare.....29
16. Amortizare.....33
17. Cheltuieli cu personalul.....33
18. Alte cheltuieli din exploatare.....34
19. Alte câştiguri sau pierderi din exploatare 36
20. Rezultat financiar net.....36
21. Litigii și contingente.....37
22. Părți afiliate 40
23. Riscul de creditare 44
24. Evenimente ulterioare.....45

	Nota	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	**4**	6.683.893.344	6.182.274.993
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	**5**	53.248.534	2.149.219
Imobilizări necorporale	**4**	182.358.945	258.516.243
Imobilizări financiare	**4**	87.879.078	87.883.769
Total active imobilizate		**7.007.379.901**	**6.530.824.224**
Active circulante			
Stocuri		40.726.950	44.836.002
Creanțe comerciale și alte creanțe	**6**	4.988.523.620	3.349.320.606
Impozit pe profit de recuperat		1.529.018	12.398.369
Numerar și echivalente de numerar	**7**	1.717.993.573	733.668.904
Total active circulante		**6.748.773.161**	**4.140.223.881**
Total active		**13.756.153.062**	**10.671.048.105**
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		1.326.507.914	1.404.145.417
Alte rezerve		336.251.074	299.129.478
Rezultat reportat		3.986.501.028	3.332.884.440
Total capitaluri proprii	**8**	**6.578.740.272**	**5.965.639.591**
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	**9**	1.542.511.687	768.609.014
Împrumuturi	**10**	1.015.096	1.470.721
Alte împrumuturi și datorii asimilate-Leasing cladiri pe termen lung	**5**	42.577.332	-
Datorii privind impozitele amânate		213.226.151	214.283.435
Obligații privind beneficiile angajaților		52.270.499	52.270.499
Total datorii pe termen lung		**1.851.600.765**	**1.036.633.669**
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	**11 (a)**	5.229.115.127	3.407.175.717
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire – termen scurt	**5**	11.353.955	2.279.492
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	**12**	14.982.523	15.098.265
Obligații privind beneficiile angajaților		11.164.560	11.164.560
Împrumuturi	**10**	1.042.872	179.352.778
Provizioane	**11 (b)**	18.215.474	32.268.006
Venituri în avans pe termen scurt	**9**	39.937.514	21.436.027
Impozit pe profit de plată		-	-
Total datorii curente		**5.325.812.025**	**3.668.774.845**
Total datorii		**7.177.412.790**	**4.705.408.514**
Total capitaluri proprii și datorii		**13.756.153.062**	**10.671.048.105**

Notele atașate 1-24 constituie parte integrantă a acestor situații financiare interimare separate simplificate.

	Nota	01 iulie – 30 septembrie 2026	01 iulie – 30 septembrie 2025	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	01 ianuarie – 30 septembrie 2025
Venituri din serviciul de transport	**14**	645.515.459	547.152.049	1.951.457.909	1.665.732.461
Venituri din servicii de sistem	**14**	180.419.755	113.482.983	570.938.873	395.104.819
Venituri din piața de echilibrare	**14**	705.464.830	548.926.305	2.220.903.205	2.039.445.501
Alte venituri		30.523.558	18.267.396	73.062.241	50.028.504
Cheltuieli pentru operarea sistemului	**15**	(146.370.632)	(128.613.576)	(562.287.023)	(486.686.888)
Cheltuieli cu piața de echilibrare	**15**	(705.041.532)	(548.476.277)	(2.217.172.320)	(2.039.416.623)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	**15**	(155.362.919)	(316.491.337)	(447.942.868)	(551.081.018)
Amortizare	**16**	(99.757.922)	(97.803.160)	(298.497.378)	(289.853.018)
Cheltuieli cu personalul	**17**	(106.156.230)	(106.377.461)	(304.326.641)	(308.032.878)
Reparații și mentenanță		(52.229.910)	(45.266.080)	(118.626.976)	(105.269.012)
Materiale și consumabile		(2.756.159)	(1.734.153)	(5.281.342)	(4.375.046)
Alte cheltuieli din exploatare	**18**	(66.427.624)	(75.092.674)	(208.251.064)	(190.560.609)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor		5.902.144	(20.520)*	(6.051.800)	(3.939.056)*
Alte câștiguri sau pierderi	**19**	990.426	1.990.207*	14.075.046	1.391.010*
Profit din exploatare		**234.713.244**	**(90.056.298)**	**661.999.862**	**172.488.147**
Venituri financiare		19.319.223	4.300.954	31.912.264	33.814.370
Cheltuieli financiare		(1.014.726)	(134.190)	(2.654.413)	(2.598.325)
Rezultat financiar net	**20**	**18.304.497**	**4.166.764**	**29.257.851***	**31.216.045***
Rezultat înainte de impozitul pe profit		**253.017.741**	**(85.889.534)**	**691.257.713**	**203.704.192**
Impozit pe profit	**13**	1.846.437	11.981.335	(80.093.120)	(21.172.875)
Rezultatul exercițiului		**254.864.178**	**(73.908.199)**	**611.164.593**	**182.531.317**
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)		**3,477**	**(1,008)**	**8,337**	**2,490**

**) În cursul anului 2025, Compania a considerat reclasificarea anumitor elemente din cadrul "Altor cheltuieli din exploatare" și "Rezultat financiar net" în linia "Alte câștiguri sau pierderi" și "Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor", pentru o prezentare mai adecvată a naturii acestora, în conformitate cu IFRS. Reclasificarea nu a avut impact asupra rezultatului exercițiului.*

Notele atașate 1-24 constituie parte integrantă a acestor situații financiare interimare separate simplificate.

	Nota	01 iulie – 30 septembrie 2026	01 iulie – 30 septembrie 2025	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	01 ianuarie – 30 septembrie 2025
Rezultatul exercițiului		**254.864.178**	**(73.908.199)**	**611.164.593**	**182.531.317**
Alte elemente ale rezultatului global		-	-	-	-
Rezultatul global total		**254.864.178**	**(73.908.199)**	**611.164.593**	**182.531.317**

Situațiile financiare interimare separate simplificate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de **3 noiembrie 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 1-24 constituie parte integrantă a acestor situații financiare interimare separate simplificate.

CNTEE Transelectrica SA
Situația separată a modificărilor capitalurilor proprii la data de 30 septembrie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în LEI, daăa nu este indicat altfel)

	Capital social	Prime de emisiune	Rezerve legale	Rezerva 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**
Rezultatul 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 corp.				-		-	-
Datorie privind imp. amânat af. rez. din reev.				-		-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat				(109.992.751)	-	109.992.751	-
Total alte elemente ale rezultatului global al perioadei	-	-	-	**(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**
Sold la 1 ianuarie 2026	**733.031.420**	**49.842.552**	**146.606.284**	**1.404.145.417**	**299.129.478**	**3.332.884.440**	**5.965.639.591**
Rezultat global al perioadei							
Profitul exercițiului	-	-	-	-	-	611.164.593	**611.164.593**
Alte elemente ale rezultatului global, din care:	-	-	-	-	-	-	-
Recunoaștere pierdere/profit actuarial aferent planului de beneficii determinat	-	-	-	-	-	-	-
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corp.	-	-	-	-	-	-	-
Datorie privind imp. amânat af. rez. din reev.	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat				(77.637.503)	-	77.637.503	-
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	**(77.637.503)**	-	**77.637.503**	-
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	**(77.637.503)**	-	**688.802.096**	**611.164.593**
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	-	-	-	-	37.121.596	-	**37.121.596**
Distribuirea dividendelor	-	-	-	-	-	(35.185.508)	**(35.185.508)**
Total contribuții de la și distribuiri către acționari	-	-	-	-	**37.121.596**	**(35.185.508)**	**1.936.088**
Sold la 30 septembrie 2026	**733.031.420**	**49.842.552**	**146.606.284**	**1.326.507.914**	**336.251.074**	**3.986.501.028**	**6.578.740.272**

Notele atașate 1-24 constituie parte integrantă a acestor situații financiare interimare separate simplificate.

CNTEE Transelectrica SA
Situația separată a fluxurilor de trezorerie la data de 30 septembrie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Perioada de 9 luni încheiată la 30 septembrie 2026	Perioada de 9 luni încheiată la 30 septembrie 2025
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profitul perioadei	611.164.593	182.531.317
Ajustări pentru:		
Cheltuiala cu impozitul pe profit	80.093.120	21.172.874
Cheltuieli cu amortizarea (inclusiv CPT suplimentar)	298.497.378	289.853.018
Venituri din producția de imobilizări necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	-	(924.241)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	37.234.297	2.150.684
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(44.974.473)	-
Pierderi din creanțe și debitori diverși	13.843.981	1.668.980
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	(52.005)	119.393
Venituri/Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	(1.468.118)	(764.445)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	(7.847.937)	762.964
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(1.137.326)	(2.826.635)
Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(14.052.532)	(467.171)
Cheltuieli financiare 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	(29.532.225)	(31.706.729)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	**941.768.753**	**463.414.379**
Modificări în:		
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(1.806.817.218)	1.085.122.984
Clienți – echilibrare	166.081.208	252.481.436
Clienți – cogenerare	(4.520.827)	601.742
Stocuri	5.577.170	107.402
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	2.045.135.871	(810.039.245)
Datorii - echilibrare	(164.536.211)	(270.182.029)
Datorii - cogenerare	(58.443.161)	(20.393.510)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(115.742)	(3.050.275)
Venituri în avans	589.894.610	204.115.899
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	**1.714.024.453**	**902.178.783**
Dobânzi plătite	(1.136.609)	(845.091)
Impozit pe profit plătit	(70.281.053)	(42.925.427)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	**1.642.606.791**	**858.408.265**
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(714.191.100)	(374.590.231)
Titluri de participare deținute la GECO POWER COMPANY CORRIDOR	-	(3.750.000)
Încasări din finanțare nerambursabilă	239.631.147	9.087.283
Dobânzi încasate	23.423.631	10.010.893
Dividende încasate	7.665.512	23.026.115
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	8.842.546	1.379.514
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	**(434.628.264)**	**(334.836.426)**
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare		
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(6.155.603)	(18.104.336)
Plăți leasing clădire	(9.792.756)	(8.982.523)
Dividende plătite	(35.286.371)	(278.633.141)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	**(51.234.730)**	**(305.720.000)**
Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	**1.156.743.797**	**217.851.839**
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	**561.249.776**	**671.557.851**
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	**1.717.993.573**	**889.409.690**

1. 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. 2706/2026, aprobată prin Decizia ANRE nr. 2233/22.09.2026, cu Condițiile generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare precum și cu certificarea finală a Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății ("ownership unbundling"), realizată 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.

2. Bazele întocmirii

a) Declarația de conformitate

Aceste situații financiare interimare separate simplificate au fost întocmite în conformitate cu IAS 34 - *Raportarea financiară interimară*. Acestea nu includ toate informațiile necesare pentru un set complet de situații financiare în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară ("SIRF"). Cu toate acestea, anumite note explicative sunt incluse pentru a explica evenimentele și tranzacțiile care sunt semnificative pentru înțelegerea modificărilor survenite în poziția financiară și performanța Companiei de la ultimele situații financiare anuale separate la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

b) Raționamente profesionale și estimări

Raționamentele semnificative utilizate de către conducere pentru aplicarea politicilor contabile ale Companiei și principalele surse de incertitudine referitoare la estimări au fost aceleași cu cele aplicate situațiilor financiare separate întocmite pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

3. Politici contabile semnificative

Politicile contabile aplicate în aceste situații financiare interimare separate simplificate sunt aceleași cu cele aplicate în situațiile financiare separate ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

4. Imobilizări corporale, necorporale și financiare

a) Imobilizări corporale

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 30 septembrie 2026 față de 31 decembrie 2025 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:

• Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 74.005.267;
• Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 62.461.894;
• 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 – 60.206.028;
• Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 34.731.349;
• Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu, 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 – 33.466.393;
• Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 2 - Stații CEF Zona 1 STT București – 32.266.507;

• Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 32.038.476;
• Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - Stații CEF Zona STT Constanța – 28.457.479;
• Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 3 - Stații CEF Zona 2 STT București – 25.724.284.

În primele nouă luni ale anului 2026, cele mai **mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale**, în sumă de **427.777.827 lei**, 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:

• 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 – 269.379.358;
• Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - stații CEF Zona STT Constanța – 28.674.973;
• Instalarea Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CN Transelectrica SA - LOT4 - stații CEF Zonele STT Cluj, Pitești, Sibiu, Timișoara – 16.534.953;
• Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 1 - stații CEF zona STT Bacău – 12.835.467;
• Relocare LOT 1 (intersecțiile 1-5) Focșani - Bacău – 12.999.091;
• Racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere CEF 165,141 MW Iepurești, amplasat în localitatea Iepurești, județul Giurgiu – 11.095.979;
• Realizarea lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere și de consum Instalație de Stocare Fântânele cu putere maximă simultană aprobată pentu evacuare de 34,270 MW, cu puterea instalată de 35,2 MW – 9.472.185;
• Relocare rețele electrice de înaltă tensiune - LEA 400KV Gutinaș - Bacău Sud și autostrada Focșani - Bacău lot 3 – 8.666.577;
• 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) – 8.103.079;
• Extindere funcții SCADA - implementarea funcțiilor noi și a modificărilor software în sistemul informatic EMS – SCADA – 6.409.665;
• Montare dispozitive antigalopare pentru diminuare efecte galopare conductoare active pe LEA 400 kV s.c. Slatina-Drăgănești Olt și LEA 220 kV d.c. Slatina-Grădiște – 5.225.780;
• Racordare la rețeaua electrică de interes public a locului de producere CEF 7.5 MW Anasun Energy SRL amplasată în zona loc. Ulmi - Jud. Dâmbovița – 4.145.924;
• Serviciul de proiectare pentru racordarea la rețeaua electrică de interes public a locului de producere CEF Văcărești cu putere instalată de 112,500 MW și putere aprobată pentru evacuare de 108,690 MW, Văcărești, jud. Dâmbovița – 4.092.808;
• Racordare instalație de stocare 100 MW în Stația 220/110 kV Iaz – 3.005.837;
• Modernizare depozit Fratelia - ST Timișoara – 2.011.595.

Soldul **imobilizărilor corporale în curs de execuție** la 30 septembrie 2026, în sumă de **1.427.308.823,** 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 – 333.950.209;
• Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 142.869.862;
• Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 129.467.972;
• Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu, 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 – 96.886.701;
• 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 – 79.106.488;
• Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 61.588.378;
• Stația 400 kV Stâlpu – 56.249.873;
• Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 52.580.234.

Bunurile care aparţin domeniului public al statului şi concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanţare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanţare, la momentul aprobării, prin Hotarâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparţinând domeniului public al statului**.**

b) Imobilizări necorporale

- ***Imobilizări necorporale în curs de execuţie***

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuţie** la 30 septembrie 2026, în sumă de **10.569.715 lei**, este reprezentat de proiectele aflate în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3.683.095;
- Dezvoltare platformă MARI – 3.132.426;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 3 - Stații CEF Zona 2 STT București – 600.000;
- Dezvoltare platformă PICASSO – 550.146;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 2 - Stații CEF Zona 1 STT București – 500.000.

În primele nouă luni ale anului 2026 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de **2.945.317 lei**, astfel:

- Optimizarea funcţionării 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) - Licență soft monitorizare – 1.813.181;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - stații CEF Zona STT Constanța și LOT 1 - stații CEF zona STT Bacău- Licențe SCADA – 994.500;
- Infrastructura backup-restore pentru teleconducere – 137.637.

- ***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 catre 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 martie 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 trimestrul I 2025.

La 30 septembrie 2026, aferentă acestor capitalizări este calculată o amortizare cumulată în sumă de 315.781.553 (247.500.624 la 31 decembrie 2025). Astfel, valoarea contabilă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de **139.424.641** (207.705.570 la 31 decembrie 2025).

Precizăm că acest venit 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.

b) Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 30 septembrie 2026 în valoare de 87.879.078 (87.883.769 la 31 decembrie 2025), este reprezentat, în principal de:

- valoarea netă a acțiunilor deținute de Companie (83.411.463);
- 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.

5. 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, a avut 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).
La data de 24.03.2026 a fost semnat Actul Aditional nr. 3 la contractul C232/2020 pentru o perioada de 3 luni (01.04.2026-30.06.2026) majorând valoarea contractului cu 517.590 euro (fara TVA).

La data de 26.06.2026 a fost semnat contractul *C390 – Servicii de închiriere a unui spațiu într-o clădire de birouri, respectiv mentenanță necesară funcționării CNTEE Transelectrica SA* pentru o suprafață de 9.395 mp, 58 locuri de parcare cu o durată de **60 luni** (până la 30 iunie 2031) și o valoare de **11.781.330 euro** (fără TVA).

La data de 30 septembrie 2026, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de **53.248.534 lei.**

- ***Sume recunoscute în Situația poziției financiare***

	Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
COST	
Sold la 1 ianuarie 2025	**39.761.197**
Intrări, din care:	4.567.233
Ieșiri	-
Sold la 31 decembrie 2025	**44.328.430**
Sold la 1 ianuarie 2026	**44.328.430**
Intrări, din care:	58.507.506
Ieșiri	(46.784.848)
Sold la 30 septembrie 2026	**56.051.088**
AMORTIZARE CUMULATĂ	
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**

	Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
Sold la 1 ianuarie 2026	**42.179.211**
Cheltuiala cu amortizarea	7.408.191
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(46.784.848)
Sold la 30 septembrie 2026	**2.802.554**
AJUSTĂRI PENTRU DEPRECIERE	
Sold la 1 ianuarie 2025	**-**
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2025	**-**
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 30 septembrie 2026	**-**
VALOARE CONTABILĂ	
Sold la 1 ianuarie 2025	**5.964.180**
Sold la 31 decembrie 2025	**2.149.219**
Sold la 30 septembrie 2026	**53.248.534**

Datorii Leasing

	Datorie Termen Lung	Datorie Termen Scurt	TOTAL
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**
Sold la 01 Ianuarie 2026	**-**	**2.279.492**	**2.279.492**
Intrări	44.840.870	14.904.567	59.745.437
Ieșiri	2.263.538	5.830.104	8.093.642
Sold la 30 Septembrie 2026	**42.577.332**	**11.353.955**	**53.931.287**

- ***Sume recunoscute în Situaţia profitului sau a pierderii***

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Amortizarea activelor reprezentand drepturi de utilizare	7.408.191	6.193.093
Cheltuieli cu dobânzile	609.087	108.203
Total	**8.017.278**	**6.301.296**

- ***Sume recunoscute în Situaţia fluxurilor de trezorerie***

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Ieşirile totale de numerar aferente contractelor de leasing (plăți)	9.792.756	8.982.523

Chiriile sunt recunoscute ca și cheltuieli ale perioadei curente, fiind prezentate la Nota 18.
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 18.

6. Creanțe comerciale și alte creanțe

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, creanțele comerciale și alte creanțe se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Creanțe comerciale	3.724.586.758	2.535.436.512
Alte creanțe	270.736.412	244.857.341
Avansuri către furnizori	759.664.361	372.299.151
TVA de recuperat	420.937.239	393.058.259
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(116.827.640)	(124.567.816)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(70.573.510)	(71.762.841)
Total creanțe comerciale și alte creanțe	**4.988.523.620**	**3.349.320.606**

Structura creanțelor comerciale este următoarea:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Clienți pe piața de energie electrică, din care:	3.720.842.272	2.531.400.892
- clienți - activitate operațională	*3.235.105.531*	*1.884.103.770*
- clienți - piața de echilibrare	*335.907.604*	*501.988.812*
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	*149.829.137*	*145.308.310*
Clienți din alte activități	3.744.486	4.035.620
Total creanțe comerciale	**3.724.586.758**	**2.535.436.512**

Expunerea la risc pentru creanțe comerciale, alte creanțe și avansuri către furnizori:

	Valoarea brută 30 septembrie 2026	Rata previzionată a pierderilor	Pierdere preconizată pe toată durata de viață
Neajunse la scadență	4.120.320.300	-	-
Scadența depașită între 1 – 30 zile	308.154.560	-	-
Scadența depașită între 31 – 90 zile	20.531.544	-	-
Scadența depașită între 91 – 180 zile	2.627.937	-	-
Scadența depașită între 181 - 270 zile	27.739.992	93,90%	26.047.351
Scadența depașită între 271 - 365 zile	9.095.558	62,25%	5.661.701
Mai mult de un an	266.517.640	58,42%	155.692.098
Total	**4.754.987.531**		**187.401.150**

• CNTEE Transelectrica SA își desfășoară activitatea operațională în baza Licenței de funcționare nr. 2706/2025 emisă de ANRE, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

La data de 30 septembrie 2026, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o creștere față de 31 decembrie 2025 determinată, în principal, de creșterea volumului tranzacţiilor rezultate din cuplarea pieţelor de energie, în trimestrul III al anului 2026 față de trimestrul IV al anului 2025.

Scăderea volumului tranzacţiilor din piaţa de echilibrare în trimestrul III al anului 2026, față de trimestrul IV 2025 a determinat și scăderea soldului clienţilor din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, MAVIR, IBEX, OPCOM, Hidroelectrica, Ciga Energy, Electrica Furnizare SA, PPC ENERGIE, RAAN, JAO. Ponderea acestora este de 83,04% în total creanțe comerciale.

• 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 30 septembrie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 4% din total creanțe comerciale, în scădere față de 31 decembrie 2025 (6%).

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 30 septembrie 2026 o creștere a creanțelor, față de 31 decembrie 2025, determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 30 septembrie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 149.829.137 (145.308.310 la 31 decembrie 2025), 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 561.628, respectiv de la CET Govora - 534.377, Interagro - 27.251;
- bonus necuvenit pentru 2020, în sumă de 522.181 de la Donau Chem;
- bonus necuvenit pentru 2025, în sumă de 32.348 de la UATAA Motru SA;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 20.454.794, 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:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Supracompensare 2011 - 2013	76.702.140	76.702.140
Bonus necuvenit pentru 2014	3.914.960	3.914.960
Bonus necuvenit pentru 2015	561.628	563.899
Bonus necuvenit pentru 2020	522.181	522.181
Bonus necuvenit 2025	32.348	-
Contribuție pentru cogenerare neîncasată	20.454.794	20.429.734
Facturi emise după data de raportare, aferente exercițiului financiar încheiat	47.641.086	43.175.396
Total	**149.829.137**	**145.308.310**

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2025, suma de 4.502.660, de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 12.229.792 din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2025, de la următorii producători: Bepco SRL, CET Govora SA, Colonia Cluj-Napoca Energie SRL, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroutilaj SA, Modern Calor SA, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Universitatea Politehnica București.

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 21.

- 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 40.507.669.

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 si 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 Casaţie şi Justiţie a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinţei 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 debitori 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 condiţiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă 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 30 septembrie 2026, alte creanțe în sumă de **270.736.412** (244.857.341 la 31 decembrie 2025) includ, în principal:

- debitori diverși **110.513.388** (103.729.594 la 31 decembrie 2025), din care:
  - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 86.345.934 (din care suma de 25.855.197 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (24.464.500), Electrogrup SA (19.595.545), RAAN (16.901.449), CET Govora (9.606.504), OPCOM (4.955,660), Total Electric Oltenia (3.288.967), Multiservice G&G SRL (2.162.468), Petprod (1.894.232), CET Energoterm Reşiţa (455.927), ENNET GRUP (453.789). 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) şi 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 subvenţie **77.152.776** (30.984.304 la 31 decembrie 2025), aferentă contractelor de racordare la

RET;

- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de **19.868.229** (8.703.598 la 31 decembrie 2025) reprezentate în principal de: CPT (5.755.125), impozitul pe construcții speciale (5.565.249), cotizații (2.257.119), contribuții AMEPIP și ANRE (1.974.882), impozite și taxe (1.228.026), chirie și mentenanță clădire birouri (1.033.792), polițe asigurări (615.918), și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de **4.351.951** (3.172.643 la 31 decembrie 2025) 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

La 30 septembrie 2026, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de **759.664.361** 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*") (IBEX – 485.082.811, JAO – 79.632.587 şi MAVIR – 194.683.802).

TVA de recuperat

TVA de recuperat în sumă de **420.937.239** la 30 septembrie 2026 (393.058.259 la 31 decembrie 2025) – sumă aferentă deconturilor pentru perioada iunie 2026 – septembrie 2026. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania a încasat de la stat suma de 169.707.040 reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă deconturilor pentru lunile iunie şi iulie 2026.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale, a creanțelor comerciale incerte și pentru alte creanțe incerte

Cele mai mari ajustări de depreciere la 30 septembrie 2026, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: DINERGY POWER SRL (24.888.376), CET Govora (24.645.019), Romelectro (24.471.023), Arelco Power (14.513.236), Total Electric Oltenia SA (14.185.577), OPCOM (9.473.120), Elsaco Energy (9.276.118), RAAN (8.516.707), Next Energy Partners (8.395.132), IBN ENERGY SRL (7.306.430).
Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

7. 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 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	**31 decembrie 2025**
1. Conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile, din care:	1.717.863.966	733.621.554
a) conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile din activitatea curentă	*88.457.588*	*62.128.590*
b) conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile cu destinație specifică, din care:	*1.629.406.378*	*671.492.964*
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	256.841.455	-
- numerar și depozite din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	842.234	1.885.604
- numerar din taxa de racordare	791.972.563	297.637.619
- fonduri europene	4.995.527	679.641
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie, garanții racordare RET și dividende)	574.754.599	371.290.100
2. Casa	**75.702**	**47.350**
3. Alte echivalente de numerar	**53.905**	**-**
Total	**1.717.993.573**	**733.668.904**

Următoarele informații sunt relevante în contextul situației consolidate a fluxurilor de numerar:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Conturi curente la bănci, depozite și alte echivalente de numerar	1.717.993.573	733.668.904
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionării lichidităților	-	(172.419.128)
Total	**1.717.993.573**	**561.249.776**

Numerarul este plasat la instituţii financiare, considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanţă, după cum urmează:

Rating/Perspectivă	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
BBB+ /Negativă	367.687.203	107.881.200
AA- / Stabilă	28.426.757	10.934.827
BBB- / Stabilă	1.301.713.318	1.007.642
BBB- / Negativă	840.612	1.067.146
BB / Stabilă	4.880.989	151.909
A+ / Stabilă	145.088	612.578.830
BBB/ Negativă	14.169.999	-
Total	**1.717.863.966**	**733.621.554**

Toate instituţiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

8. Capitaluri proprii

În conformitate cu prevederile OUG nr. 86/2014 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administraţiei publice centrale şi pentru modificarea şi 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, Comerţului şi Turismului.
În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administraţiei publice centrale şi pentru modificarea unor acte normative, a fost înfiinţat Ministerul Economiei, Comerţului şi Relaţiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea şi preluarea activităţilor Ministerului Economiei, Comerţului şi Turismului, care s-a desfiinţat, şi prin preluarea activităţii şi a structurilor în domeniul întreprinderilor mici şi mijlocii şi mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici şi Mijlocii şi Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Compania a funcţionat 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 administraţiei publice centrale şi pentru modificarea şi 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 30 septembrie 2026, acționarii CNTEE Transelectrica SA sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 20.804.397 acțiuni (28,38%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.724.869 acțiuni (6,44%).

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 sintetică consolidată a acționarilor Companiei care dețin cel putin 5% din capitalul social la 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025 este următoarea:

Acționar	30 septembrie 2026		31 decembrie 2025	
	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	20.804.397	28,38%	16.839.437	22,97%
PAVAL HOLDING	4.753.567	6,49%	4.753.567	6,49%
Fondul de pensii administrat privat NN *)	-	-	4.007.688	5,47%
Alți acționari persoane fizice	4.724.869	6,44%	4.682.141	6,38%
Total	**73.303.142**	**100,00%**	**73.303.142**	**100,00%**

**) Fondul de pensii administrat privat NN nu mai figurează, la data de 30 septembrie 2026, cu o deținere de peste 5% din capitalul social. Potrivit notificării primite în baza legislației pieței de capital la data de 22 mai 2026, NN Group N.V. deține, în mod concertat, 4,88% din capitalul social al Companiei, deținerea Fondului de pensii administrat privat NN fiind inclusă în acest procent de 4,88%.*

Creșterea capitalurilor proprii la data de 30 septembrie 2026 față de 31 decembrie 2025 a fost determinată, în principal, de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de 611.164.593, realizat la data de 30 septembrie 2026.

9. Venituri în avans

Veniturile în avans sunt reprezentate în principal de: tariful de racordare, alte subvenţii pentru investiţii, fonduri europene nerambursabile încasate de la Ministerul Fondurilor Europene, Ministerul Energiei, Secretariatul General al Guvernului, precum şi venituri din utilizarea capacității de interconexiune.

La data de 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, situația **veniturilor în avans** se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	Din care: porțiunea pe termen scurt la 30.09.2026	31 decembrie 2025	Din care: porțiunea pe termen scurt la 31.12.2025
Venituri înregistrate în avans – alocare capacitate de interconexiune	7.680.972	7.680.972	3.954.878	3.954.878
Venituri înregistrate în avans – fonduri europene	2.580.515	2.580.515	2.631.796	2.631.796
Venituri înregistrate în avans – altele	464.000	464.000	1.220.730	1.220.730
Fonduri din tarif de racordare	1.059.189.883	11.553.482	506.333.763	7.789.188
Fonduri Europene	477.581.136	17.636.465	255.364.046	5.817.355
Alte subvenții	34.952.695	22.080	20.539.829	22.080
Total	**1.582.449.201**	**39.937.514**	**790.045.041**	**21.436.027**

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în perioada ianuarie - septembrie 2026 se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la începutul perioadei	**21.436.027**	**22.211.901**
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	68.067.926	128.018.626
Încăsari din fonduri europene	457.602	(55)
Încasări din alte fonduri	(748.000)	1.220.730
Transfer din venituri în avans pe termen lung	15.583.403	1.479.442
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(64.341.831)	(130.791.866)
Venituri din fonduri europene	(508.883)	(702.751)
Venituri din alte fonduri	(8.730)	-
Total	**39.937.514**	**21.436.027**

Evoluția **veniturilor în avans pe termen lung** în perioada ianuarie - septembrie 2026 se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la începutul perioadei	**768.609.014**	**537.371.101**
Subvenții racordare	599.567.564	259.419.349
Fonduri nerambursabile	246.814.956	29.753.699
Transfer în venituri în avans pe termen scurt	(92.254.697)	(71.897.799)
Reluarea la venituri a subvențiilor	19.774.850	13.962.664
Total	**1.542.511.687**	**768.609.014**

10. Împrumuturi

Mișcările în împrumuturi în perioada de nouă luni încheiată la 30 septembrie 2026 se prezintă, după cum urmează:

	Valută	Rata dobânzii	Valoare contabilă	Scadență
Sold la 1 ianuarie 2025			**8.116.202**	
Trageri – activitate curentă - BCR	RON	ROBOR 1M + comision 0,088%	-	30-Mar-2027
Rambursări, din care:			-	
BEI 25710	EUR	3,856%+2,847%	(6.155.603)	11-Apr-2028
Diferențe de curs valutar la data rambursării			**69.593**	
Sold la 30 septembrie 2026			**2.030.192**	

Împrumuturi pe termen lung

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, soldul împrumuturilor pe termen lung contractate de la instituțiile de credit se prezintă, după cum urmează:

Descriere	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
BEI 25710	2.030.192	8.116.202
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	**2.030.192**	**8.116.202**
Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	**(1.015.096)**	**(6.645.481)**
Total împrumuturi pe termen lung net de ratele curente	**1.015.096**	**1.470.721**

Porțiunea pe termen lung a împrumuturilor va fi rambursată, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Între 1 și 2 ani	1.015.096	980.481
Între 2 și 5 ani	-	490.240
Peste 5 ani	-	-
Total	**1.015.096**	**1.470.721**

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 30.09.2026 sunt purtătoare de dobândă fixă.

Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Porțiunea curentă a creditelor pe termen lung	1.015.096	6.645.481
Credit bancar pe termen scurt	-	172.419.128
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	27.776	288.169
Total împrumuturi pe termen scurt	**1.042.872**	**179.352.778**

- *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 175.000.000, 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).
La data de 09.03.2026 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 4 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2026 la 30.03.2027).
La data de 03.06.2026 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 5 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect suplimentarea liniei de credit cu 200.000.000 lei (de la valoarea de 175.000.000 lei la valoarea de 375.000.000 lei).
Linia de credit este garantată prin:

- ipotecă mobiliară asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobiliară 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 30 septembrie 2026, linia de credit nu este utilizată.

11. Datorii comerciale și alte datorii

a) La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, **datoriile comerciale și alte datorii** se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piața de energie	3.109.864.360	1.676.249.633
Furnizori de imobilizări	247.921.325	337.815.468
Furnizori alte activități	73.222.282	64.803.414
Sume datorate angajaților	13.216.770	13.260.905
Alte datorii	1.784.890.390	1.315.046.297
Total	**5.229.115.127**	**3.407.175.717**

La data de 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 3.109.864.360, respectiv 1.676.249.633, prezintă următoarea structură:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori - activitate operațională	2.735.383.836	1.078.789.737
- furnizori - piața de echilibrare	353.447.078	517.983.289
- furnizori - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	21.033.446	79.476.607
Total	**3.109.864.360**	**1.676.249.633**

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: IBEX, MAVIR, Bursa Română de Mărfuri, Joint Allocation Office, Hidroelectrica SA, OPCOM, OMV Petrom SA, NOVA H SRL, Complexul Energetic Oltenia SA, CIGA Energy. La 30 septembrie 2026, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 91,32% (81,53% la 31 decembrie 2025).

Creşterea 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 III al anului 2026, comparativ cu trimestrul IV al anului 2025.

Scăderea ”datoriilor aferente schemei de sprijin” către furnizori (producători) a fost determinată de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna septembrie 2026, față de luna decembrie 2025.

La data de 30 septembrie 2026, 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 si 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 eficientă: *“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 plateşte producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător si 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 generala 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 si 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.

Scăderea soldului **”furnizorilor de imobilizări”** la 30 septembrie 2026 față de 31 decembrie 2025 s-a datorat diminuării achiziţiilor de imobilizări, dar și ajungerea la termenul de plată a achiziţiilor efectuate în anul 2025.

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 creştere față de 31 decembrie 2025.

La 30 septembrie 2026, 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:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Creditori diverși	381.450.801	235.363.526
Clienți - creditori	806.363.954	671.823.612
Dividende de plată	521.314	622.177
Alte datorii pe termen scurt	596.554.321	407.236.982
Total	**1.784.890.390**	**1.315.046.297**

- „Creditorii diverși", în sumă de **381.450.801** la 30 septembrie 2026 (235.363.526 la 31 decembrie 2025), reprezintă, în principal:
  - poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 372.670.349. 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;
  - 4.760.555 contracte de studii de soluţie pentru racordarea la RET;
  - 1.992.782 redevență trim III 2026;
  - 1.238.966 garanţii pentru participare la licitaţii, garanţii de bună execuţie, garanţii financiare și altele.
- "Clienții creditori", la data de 30 septembrie 2026, sunt în sumă de **806.363.954** (671.823.612 la 31 decembrie 2025), din care 801.630.222 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 (358.311.840), MAVIR (300.775.282), OPCOM (141.764.143), JAO (719.732) și IBEX (59.226).
- La 30 septembrie 2026, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **521.314** (622.177 la 31 decembrie 2025). Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- "Alte datorii pe termen scurt", în sumă de **596.554.321** (407.236.982 la 31 decembrie 2025) sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 566.034.746, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 30.205.298, și altele.

b) Provizioane

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, situația provizioanelor se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Provizioane pentru litigii	17.920.605	23.860.498
Provizioane pentru contracte mandat	292.800	8.405.439
Alte provizioane	2.069	2.069
TOTAL	**18.215.474**	**32.268.006**

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**32.268.006**	**32.595.447**
Recunoaștere provizion	-	151.896
Reluare provizion	(14.052.532)	(479.337)
Sold la sfârșitul perioadei	**18.215.474**	**32.268.006**

Provizioanele pentru litigii aflate în sold la 30 septembrie 2026, în sumă de 17.920.605 (23.860.498 la 31 decembrie 2025), sunt reprezentate în principal de provizioanele constituite pentru următorul litigiu:

- *Dosarul nr. 36755/3/2018 – reclamant Conaid Company SRL (17.216.093)* – mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 21 – Litigii și contingente.

"Provizioanele pentru contracte de mandat", în sumă de **292.800** la data de 30 septembrie 2026 (8.405.439 la 31 decembrie 2025), reprezintă componenta variabilă prevăzută în contractele de mandat (pentru mandatele 2020-2024) pentru membrii revocați ai Consiliului de Supraveghere.

12. Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	11.605.831	11.753.903
Impozit pe salarii	2.112.004	2.117.428
Alte impozite de plată	1.264.688	1.226.934
Total	**14.982.523**	**15.098.265**

La 30 septembrie 2026, 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 octombrie 2026 (mai puțin suma de 4.626 lei ce reprezintă contribuție asiguratorie de muncă aferentă concediilor de odihnă neefectuate).

13. Impozit pe profit

Impozitul pe profit curent și amânat al Companiei este determinat la o rată statutară de 16%.

Cheltuiala cu impozitul pe profit pentru trimestrul III 2026 și trimestrul III 2025, precum și la impozitul pe profit la 30 septembrie 2026 și 30 septembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	Trim. III 2026	Trim. III 2025	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Impozitul pe profit curent	(1.382.652)	(9.773.405)	81.150.404	27.031.750
Impozitul pe profit amânat	(463.785)	(2.207.930)	(1.057.284)	(5.858.875)
Total	**(1.846.437)**	**(11.981.335)**	**80.093.120**	**21.172.875**

14. Venituri din exploatare

Perioada 01 iulie 2026 - 30 septembrie 2026 comparativ cu perioada 01 iulie 2025 - 30 septembrie 2025

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, aferente trimestrului III 2026 și trimestrului III 2025 se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în reţeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din reţele (TL)	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 74/16.12.2025 pentru perioada 01 iulie – 30 septembrie 2026	3,63	36,45	-
Ordin nr. 73/16.12.2025 pentru perioada 01 iulie – 30 septembrie 2026	-	-	14,70
Ordin nr. 60/26.08.2025 pentru perioada 01 septembrie – 30 septembrie 2025	-	-	12,79
Ordin nr. 21/27.05.2025 pentru perioada 01 iulie – 31 august 2025	-	-	7,04
Ordin nr. 99/20.12.2024 pentru perioada 01 iulie – 30 septembrie 2025	3,29	33,03	-

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor la care s-au aplicat tarifele pentru serviciile prestate pe piaţa de energie electrică se prezintă, astfel:

	Trim. III 2026	**Trim. III 2025**
Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor (MWh)	12.208.989	12.630.309

Veniturile din exploatare realizate în trimestrul III 2026 şi trimestrul III 2025 se prezintă, astfel:

	Trim. III 2026	**Trim. III 2025**
Venituri din serviciul de transport	480.924.731	450.945.044
Venituri din alocarea capacităţii de interconexiune	139.890.828	83.666.568
Venituri din energia reactivă	427.873	276.287
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	17.270.859	3.164.447
Venituri din tranzacţii CPT	7.001.168	9.099.703
Venituri din serviciul de transport – total	**645.515.459**	**547.152.049**
Venituri din servicii de sistem	180.419.755	113.482.983
Venituri din ajutoare de avarie	-	-
Venituri din servicii de sistem – total	**180.419.755**	**113.482.983**
Venituri din piaţa de echilibrare	**705.464.830**	**548.926.305**
Venituri din alte prestații și alte venituri din exploatare	30.523.558	18.267.396
Venituri din capitalizarea CPT	-	-
Alte venituri - total	**30.523.558**	**18.267.396**
Total venituri din exploatare	**1.561.923.602**	**1.227.828.733**

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creştere în trimestrul III 2026 comparativ cu trimestrul III 2025 cu suma de 29.979.687, determinată de majorarea tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condiţiile diminuării cantităţii de energie electrică livrată consumatorilor cu 3,34%, respectiv cu 421.320 MWh.

Venituri din alocarea capacităţii de interconexiune

Veniturile din alocarea capacităţii de interconexiune au înregistrat o creştere în trimestrul III 2026 faţă de trimestrul III 2025, în sumă de 56.224.260, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităţilor capacităţii de interconexiune de către traderii de pe piaţa de energie electrică.

Piaţa de alocare a capacităţilor de interconexiune este fluctuantă, preţurile evoluând în funcţie de cererea şi necesitatea participanţilor pe piaţa de energie electrică de a achiziţiona capacitate de interconexiune. Astfel, creşterea 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.

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 ţările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Republica Moldova. În general, România este ţară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepţional se pot înregistra venituri şi din decontările lunare.

În trimestrul III 2026, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o creştere de 14.106.412 comparativ cu trimestrul III 2025.

Venituri din tranzacţii CPT

Veniturile din tranzacţionarea energiei pentru CPT au fost obţinute, în principal, din vânzarea energiei în excedent la preţ pozitiv şi din achiziţia energiei de deficit la preţ negativ, rezultată din diferenţa dintre prognoza pe termen lung şi mediu şi prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piaţa Intrazilnică administrată de OPCOM şi, respectiv, din diferenţa dintre CPT prognozat şi CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piaţa de Echilibrare. Aceste venituri au fost mai mici în trimestrul III 2026 comparativ cu trimestrul III 2025 cu suma de 2.098.535.

Veniturile CPT obţinute din tranzacţiile pe Piaţa Intrazilnică au înregistrat o diminuare comparativ cu cele realizate în perioada similară a anului anterior, ca urmare a scăderii energiei vândute pe piaţa intrazilnică în urma corecţiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

Veniturile CPT obţinute din tranzacţiile pe Piaţa de Echilibrare au fost mai mici decât cele înregistrate în perioada similară a anului precedent. Având în vedere creşterea ponderii producţiei energiei solare şi eoliene, se observă o creştere a ofertei de energie pe intervalele de vârf şi a ponderii intervalelor cu preţuri foarte mici şi chiar negative pentru preţurile pe pieţele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creştere în trimestrul III 2026 comparativ cu trimestrul III 2025 cu suma de 66.936.772, determinată de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condiţiile diminuării cantităţii de energie electrică livrată consumatorilor cu 3,34%, respectiv cu 421.320 MWh.

Venituri pe piaţa de echilibrare

Veniturile realizate pe piaţa de echilibrare au înregistrat o creştere în trimestrul III 2026 faţă de trimestrul III 2025, cu suma de 156.538.525, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluţia dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piaţa de echilibrare;
- evoluţia hidraulicităţii;
- evoluţia producţiei şi consumului de energie electrică;
- creşterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătăţirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producţia prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creşterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producţie a prosumatorilor în raport cu poziţia contractuală.

Perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026 comparativ cu perioada 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025

Tarifele aprobate de ANRE pentru serviciile prestate pe piaţa de energie electrică, în perioadele analizate, se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în reţeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din reţele (TL)	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 74/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 septembrie 2026	3,63	36,45	-
Ordin nr. 73/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 septembrie 2026	-	-	14,70
Ordin nr. 60/26.08.2025 pentru perioada 01 septembrie – 30 septembrie 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 – 30 septembrie 2025	3,29	33,03	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2025	-	-	11,51

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor în perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026, respectiv 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025, se prezintă, astfel:

	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	**01 ianuarie – 30 septembrie 2025**
Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor (MWh)	37.479.613	38.501.434

Veniturile din exploatare realizate în perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026, respectiv în perioada 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025, se prezintă, astfel:

	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	**01 ianuarie – 30 septembrie 2025**
Venituri din serviciul de transport	1.483.772.657	1.376.294.795
Venituri din alocarea capacităţii de interconexiune	402.810.652	234.945.357
Venituri din energia reactivă	1.108.686	1.730.279
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	38.205.017	17.579.762
Venituri din tranzacţii CPT	25.560.897	35.182.268
Venituri din serviciul de transport – total	**1.951.457.909**	**1.665.732.461**
Venituri din servicii de sistem	554.713.028	394.836.056
Venituri din ajutoare de avarie	16.225.845	268.763
Venituri din servicii de sistem – total	**570.938.873**	**395.104.819**
Venituri pe piaţa de echilibrare	**2.220.903.205**	**2.039.445.501**
Venituri din alte prestații și alte venituri din exploatare	73.062.241	49.104.263
Venituri din capitalizarea CPT	-	924.241
Alte venituri - total	**73.062.241**	**50.028.504**
Total venituri din exploatare	**4.816.362.228**	**4.150.311.285**

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creştere în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 cu suma de 107.477.862, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condiţiile diminuării cantităţii de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,65%, respectiv cu 1.021.821 MWh.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere semnificativă în perioada ianuarie - septembrie 2026 față de perioada ianuarie - septembrie 2025, în sumă de 167.865.295, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piaţa de energie electrică.

Piaţa de alocare a capacităţilor de interconexiune este fluctuantă, preţurile evoluând în funcţie de cererea şi necesitatea participanţilor pe piaţa de energie electrică de a achiziţiona capacitate de interconexiune. Astfel, creşterea 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 capacităţii de interconexiune constă în organizarea de licitaţii anuale, lunare, zilnice şi 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 şi Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) şi intrazilnice (granițele cu Ungaria şi Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia şi 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 pieţelor 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 pieţelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling). Mecanismul unic de cuplare a pieţelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare şi cumpărare a participanţilor la piaţa dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare şi cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare şi din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitaţiile intrazilnice explicite sunt numai pe graniţele cu Serbia și Moldova, iar pe graniţele cu Bulgaria şi 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 şi al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piaţa internă de energie electrică, ca sursă de finanţare a investiţiilor pentru modernizarea şi dezvoltarea capacităţii de interconexiune cu sistemele vecine.

În anul 2026, prin Decizia ANRE nr. 2606/11.12.2025 *pentru aprobarea cheltuielilor prognozate a fi finanţate în anul 2026 din veniturile obţinute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră*, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanţă RET pentru anumite proiecte de mentenanţă majoră şi mentenanţă minoră, din veniturile obţinute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Extinderea cuplării pieţelor 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 ţările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Republica Moldova. În general, România este ţară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepţional se pot înregistra venituri şi din decontările lunare, aşa cum s-a întâmplat în perioada februarie - iunie 2026.

Astfel, în perioada ianuarie – septembrie 2026, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o creştere de 20.625.255 comparativ cu perioada ianuarie – septembrie 2025, cu următoarele mențiuni:

- schimburile de energie cu ţările perimetrice au crescut ușor, cu aproximativ 0,7% (de la 1.687.444 MWh în 2025 la 1.699.127 MWh în 2026);
- valoarea tarifului pentru schimburile cu ţările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, respectiv 1,1 EUR/MWh începând cu 15 mai 2026;
- în mod excepţional au fost înregistrate venituri şi din decontările lunare pentru perioada februarie - iunie 2026, ca urmare a creșterii pierderilor de energie din cauza modificării fluxurilor la nivel regional.

Venituri din tranzacţii CPT

Veniturile din tranzacţionarea energiei pentru CPT au fost obţinute, în principal, din vânzarea energiei în excedent la preţ pozitiv şi din achiziţia energiei de deficit la preţ negativ, rezultată din diferenţa dintre prognoza pe termen lung şi mediu şi prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piaţa Intrazilnică administrată de OPCOM şi, respectiv, din diferenţa dintre CPT prognozat şi CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piaţa de Echilibrare.

Aceste venituri au fost mai mici în perioada ianuarie – septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie – septembrie 2025 cu suma de 9.621.371.

Diminuarea veniturilor CPT obţinute din tranzacţiile pe Piaţa Intrazilnică în perioada analizată a fost determinată de scăderea energiei vândute pe piaţa intrazilnică în urma corecţiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

Veniturile CPT obţinute din tranzacţiile pe Piaţa de Echilibrare au fost semnificativ mai mici decât cele înregistrate în perioada similară a anului precedent. Având în vedere creşterea ponderii producţiei energiei solare şi eoliene, se observă o creştere a ofertei de energie pe intervalele de vârf şi a ponderii intervalelor cu preţuri foarte mici şi chiar negative pentru preţurile pe pieţele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creştere în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 cu suma de 159.876.972, determinată de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condiţiile diminuării cantităţii de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,65%, respectiv cu 1.021.821 MWh.

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

La solicitarea OTS vecini, în perioada ianuarie - septembrie 2026, s-au acordat ajutoare de avarie în sumă totală de 16.225.845, către Ucraina (lunile ianuarie, martie, aprilie şi iunie), Republica Moldova (lunile ianuarie, februarie şi aprilie) și Serbia (luna ianuarie), 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. Aceste venituri au fost mai mari în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 cu suma de 15.957.082.

Venituri pe piaţa de echilibrare

Veniturile realizate pe piaţa de echilibrare au înregistrat o creştere în perioada ianuarie - septembrie 2026 faţă de perioada ianuarie - septembrie 2025, cu suma de 181.457.704, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluţia dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piaţa de echilibrare;
- evoluţia hidraulicităţii;
- evoluţia producţiei şi consumului de energie electrică;
- creşterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătăţirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producţia prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creşterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producţie a prosumatorilor în raport cu poziţia contractuală.

Pentru perioada următoare din anul 2026 este important să se evalueze corect echilibrul producţie-consum. Elementele importante care vor avea un impact semnificativ asupra evoluţiei pieţei de echilibrare sunt:

- ✓ contextul naţional, regional şi european de evoluţie a pieţei de energie electrică;
- ✓ cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcţionării pieţei de echilibrare;
- ✓ evoluţia consumului şi impactul prosumatorilor asupra pieţei de energie electrică;
- ✓ prognozele de precipitaţii şi de temperatură;
- ✓ evoluţia producţie solare şi eoliene;
- ✓ evoluţia hidraulicităţii;
- ✓ evoluţia producţiei şi a consumului de energie electrică la nivel naţional;
- ✓ comportamentul participanților la piață;
- ✓ evoluţia contractării pe pieţele anterioare pieţei de echilibrare.

15. Cheltuieli pentru operarea sistemului şi din piaţa de echilibrare

Perioada 01 iulie 2026 - 30 septembrie 2026 comparativ cu perioada 01 iulie 2025 - 30 septembrie 2025

Cheltuielile realizate în trimestrul III 2026 comparativ cu trimestrul III 2025 se prezintă, astfel:

	Trimestrul III 2026	Trimestrul III 2025
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	151.347.784	112.768.093
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în staţii	7.022.848	7.782.576
Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)	(12.000.000)	8.062.907
Total cheltuieli operaţionale	**146.370.632**	**128.613.576**
Cheltuieli privind serviciile de sistem	**155.362.919**	**316.491.337**
Cheltuieli privind piaţa de echilibrare	**705.041.532**	**548.476.277**
Total	**1.006.775.083**	**993.581.190**

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

Acestea reprezintă cheltuieli cu achiziţia de energie electrică de pe piaţa liberă de energie electrică, respectiv Piaţa Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piaţa pentru Ziua Următoare (PZU), Piaţa de Echilibrare (PE) şi Piaţa Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) în RET.

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (2) lit. a) şi ale art. 45 alin. (3) din Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 şi Ordinul ANRE nr. 97/2013, energia electrică necesară acoperirii Consumului Propriu Tehnologic este asigurată pe baza prognozelor furnizate de DEN prin încheierea de contracte pe termen lung (bilaterale sau pe pieţele centralizate administrate de OPCOM şi/sau Bursa Română de Mărfuri). Reglajul zilnic al cantităţilor de energie electrică necesare, pe bază de prognoze îmbunătăţite, se face cu o zi înainte prin achiziţie de pe Piaţa pentru Ziua Următoare sau în ziua livrării de pe Piaţa Intrazilnică. Diferenţa dintre energia electrică efectiv consumată pentru acoperirea CPT şi energia achiziţionată reprezintă dezechilibre care sunt acoperite automat de Piaţa de Echilibrare, printr-o parte responsabilă cu echilibrarea (PRE).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 38.579.691 în trimestrul III 2026 comparativ cu trimestrul III 2025, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Reţeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condiţiile meteorologice, de structura producţiei şi a consumului de energie electrică, la nivel naţional, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în reţeaua de transport internă şi pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puţin spre deloc controlabilă în condiţiile unei pieţe de energie regionale interconectate şi cuplate;
- în trimestrul III 2026 cantitatea necesară CPT în RET a crescut comparativ cu perioada similară a anului precedent, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai dezavantajoase în ansamblu;
- începând cu 12.08.2026, SN Nuclearelectrica SA a invocat forţa majoră determinată de nivelul insuficient al apelor Dunării, care a condus la necesitatea opririi unităţilor U1 şi U2 ale CNE Cernavodă şi a sistării livrărilor aferente contractului de vânzare-cumpărare încheiat cu CNTEE Transelectrica SA pentru livrarea a 30MW în bandă. Situaţia de forţă majoră a fost prelungită prin notificări săptămânale, cu o durată estimată cel puţin până la 01.11.2026. Cantitatea de energie nelivrată de SN Nuclearelectrica SA a fost acoperită prin achiziţionarea de pe Piaţa pentru Ziua Următoare, la preţuri mai mari, generate de lipsa unei cantităţi importante de energie din piaţă, determinată de indisponibilitatea CNE Cernavodă;
- preţul mediu al energiei achiziţionate de pe PZU a fost mai mare în trimestrul III 2026 faţă de perioada similară a anului 2025.

Preţul PZU depinde foarte mult de condiţiile meteorologice (secetă, precipitaţii, fenomene extreme) şi de preţurile de pe piaţa europeană. Instabilitatea energetică generată de conflictele din Ucraina şi Iran, precum şi seceta prelungită care a afectat nivelul apelor Dunării şi a condus la oprirea CNE Cernavodă pentru o perioadă îndelungată sporește gradul de volatilitate al preţului pe PZU, preţurile putând să crească şi cu 30-40% în decurs de o săptămână;

- începând cu data de 01 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 preţuri foarte mari pe Piaţa de Echilibrare. Aceste preţuri prezintă un grad mare de volatilitate şi incertitudine.

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în staţii

În vederea desfăşurării activităţii de transport a energiei electrice în staţiile electrice şi operării Sistemului Electroenergetic Naţional în condiţii de siguranţă, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziţioneze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din staţiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu 759.728 în trimestrul III 2026 comparativ cu trimestrul III 2025.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligaţiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport şi de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării reţelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din ţările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În trimestrul III 2026, aceste cheltuieli au fost mai mici cu 20.062.907 faţă de perioada similară a anului anterior.

Cheltuieli privind serviciile de sistem (capacitatea de echilibrare)

Cheltuielile privind serviciile de sistem (capacitatea de echilibrare) au înregistrat o diminuare în trimestrul III 2026 comparativ cu trimestrul III 2025, în sumă de 161.128.418.
Achiziția serviciilor de sistem (capacitate de echilibrare) se efectuează în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN în confomitate cu prevederile Ordinul ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele si 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 ANRE publicat în MO nr. 1196/17.12.2021, cu modificările si completările ulterioare.
În trimestrul III 2026, s-au achiziționat servicii de sistem (capacitate de echilibrare) prin procedură concurențială în baza necesarului stabilit de DEN pentru menținerea stabilității SEN.
Pe piaţa capacităţilor de echilibrare, în concordanţă cu tendinţa de evoluţie pe piaţa de echilibrare în anul 2026, s-a înregistrat un trend de creștere a preţului de achiziţie pentru RRFm la reducere de putere în perioada iulie – septembrie 2026.

Cheltuieli privind piaţa de echilibrare

Cheltuielile privind piaţa de echilibrare realizate în trimestrul III 2026, în sumă de 705.041.532, au fost mai mari, respectiv cu suma de 156.565.255 faţă de cele realizate în trimestrul III 2025. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/ realizărilor participanţilor pe această piaţă și sunt influențate semnificativ de evoluția producţiei şi consumului de energie electrică la nivel naţional, contextul european de evoluţie al pieţei de energie electrică și modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

Perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026 comparativ cu perioada 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025

Cheltuielile realizate în perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026 comparativ cu perioada 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025 se prezintă, astfel:

	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	**01 ianuarie – 30 septembrie 2025**
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	507.195.741	400.809.058
Cheltuieli cu congestiile	499.595	-
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în staţii	25.374.271	28.412.726
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	18.251.490	17.442.815
Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)	10.965.926	40.022.289
Total cheltuieli operaţionale	**562.287.023**	**486.686.888**
Cheltuieli privind serviciile de sistem	**447.942.868**	**551.081.018**

	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	01 ianuarie – 30 septembrie 2025
Cheltuieli privind piaţa de echilibrare	**2.217.172.320**	**2.039.416.623**
Total	**3.227.402.211**	**3.077.184.529**

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

Acestea reprezintă cheltuieli cu achiziţia de energie electrică de pe piaţa liberă de energie electrică, respectiv Piaţa Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piaţa pentru Ziua Următoare (PZU), Piaţa de Echilibrare (PE) şi Piaţa Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) în RET.

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (2) lit. a) şi ale art. 45 alin. (3) din Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 şi Ordinul ANRE nr. 97/2013, energia electrică necesară acoperirii Consumului Propriu Tehnologic este asigurată pe baza prognozelor furnizate de DEN prin încheierea de contracte pe termen lung (bilaterale sau pe pieţele centralizate administrate de OPCOM şi/sau Bursa Română de Mărfuri). Reglajul zilnic al cantităţilor de energie electrică necesare, pe bază de prognoze îmbunătăţite, se face cu o zi înainte prin achiziţie de pe Piaţa pentru Ziua Următoare sau în ziua livrării de pe Piaţa Intrazilnică. Diferenţa dintre energia electrică efectiv consumată pentru acoperirea CPT şi energia achiziţionată reprezintă dezechilibre care sunt acoperite automat de Piaţa de Echilibrare, printr-o parte responsabilă cu echilibrarea (PRE).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 106.386.683 în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Reţeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condiţiile meteorologice, de structura producţiei şi a consumului de energie electrică, la nivel naţional, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în reţeaua de transport internă şi pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puţin spre deloc controlabilă în condiţiile unei pieţe de energie regionale interconectate şi cuplate;
- pe ansamblul primelor 9 luni ale anului 2026 cantitatea necesară CPT în RET a crescut cu circa 11% comparativ cu perioada similară a anului 2025, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai dezavantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai defavorabile din lunile ianuarie și februarie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona;
- începând cu 12.08.2026, SN Nuclearelectrica SA a invocat forţa majoră determinată de nivelul insuficient al apelor Dunării, care a condus la necesitatea opririi unităţilor U1 şi U2 ale CNE Cernavodă şi a sistării livrărilor aferente contractului de vânzare-cumpărare încheiat cu CNTEE Transelectrica SA pentru livrarea a 30MW în bandă. Situaţia de forţă majoră a fost prelungită prin notificări săptămânale, cu o durată estimată cel puţin până la 01.11.2026. Cantitatea de energie nelivrată de SN Nuclearelectrica SA a fost acoperită prin achiziţionarea de pe Piaţa pentru Ziua Următoare, la preţuri mai mari, generate de lipsa unei cantităţi importante de energie din piaţă, determinată de indisponibilitatea CNE Cernavodă;
- preţul mediu al energiei achiziţionate de pe PZU a fost cu 25% mai mare în primele 9 luni ale anului 2026 faţă de perioada similară a anului 2025. Preţul PZU depinde foarte mult de condiţiile meteorologice (secetă, precipitaţii, fenomene extreme) şi de preţurile de pe piaţa europeană. Instabilitatea energetică generată de conflictele din Ucraina şi Iran, precum şi seceta prelungită care a afectat nivelul apelor Dunării şi a condus la oprirea CNE Cernavodă pentru o perioadă îndelungată, sporeşte gradul de volatilitate al preţului pe Piaţa pentru Ziua Următoare, preţurile putând să crească şi cu 30-40% în decurs de o săptămână (de exemplu, în 30.06.2026 s-a înregistrat o medie de 4.744 lei/MWh pentru intervalele de seară);
- începând cu data de 01 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 şi incertitudine, putând varia de exemplu între –60.815,47 lei/MWh (27.04.2026) şi 19.268,43 lei/MWh (18.06.2026).

Cheltuieli cu congestiile

În perioada ianuarie - septembrie 2026 s-au înregistrat cheltuieli cu congestiile în sumă de 499.595, determinate de următoarele evenimente:
- în luna ianuarie 2026: crearea condițiilor de conectare în siguranță a LEA 400 kV Vulcănești în stația Isaccea după declanșarea LEA 400 kV Vulcănești–CERS Moldovenească și a LEA 400 kV Isaccea în stația Vulcănești;
- în luna februarie 2026: în data de 01.02.2026, pentru a reduce unghiul fazorilor de tensiune dintre România și Republica Moldova, după redarea în exploatare a LEA 400 kV Vulcănești - CERS Moldovenească (declanșată în data de 31.01.2026 ca urmare a ruperii unui subconductor de pe faza R în deschiderea 173 – 174 pe teritoriul Ucrainei) și a LEA 400 kV Isaccea în stația Vulcănești (declanșată în data de 01.02.2026 prin protecție maximală de curent, după reconectarea LEA 400 kV Vulcănești - CERS Moldovenească), a fost necesară modificarea structurii de producție, prin modificarea locațională (fără costuri) și prin reducerea producției eoliene din zona Dobrogea pe congestie de rețea cu compensație financiară.

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în staţii

În vederea desfăşurării activităţii de transport a energiei electrice în staţiile electrice şi operării Sistemului Electroenergetic Naţional în condiţii de siguranţă, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziţioneze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din staţiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu 3.038.455 în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În perioada ianuarie - septembrie 2026 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 18.251.490, mai mari cu 808.675 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025. Prin deciziile ANRE nr. 2676/16.12.2025 şi nr. 2677/16.12.2025, au fost aprobate cantităţile prognozate de CPT şi costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din reţelele electrice de 110 kV pentru anul 2026, pentru societăţile Distribuție Energie Oltenia S.A şi Reţele Electrice România S.A.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligaţiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport şi de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării reţelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din ţările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În perioada ianuarie - septembrie 2026, aceste cheltuieli au fost mai mici cu suma de 29.056.363 faţă de perioada similară a anului anterior.

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 (capacitatea de echilibrare) au înregistrat o diminuare în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, în sumă de 103.138.150.

Achiziția serviciilor de sistem (capacitate de echilibrare) se efectuează în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN în confomitate cu prevederile Ordinul ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele si 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 ANRE publicat în MO nr. 1196/17.12.2021, cu modificările si completările ulterioare.

În perioada ianuarie - septembrie 2026, s-au achiziționat servicii de sistem (capacitate de echilibrare) prin procedură concurențială în baza necesarului stabilit de DEN pentru menținerea stabilității SEN.

Pe piaţa capacităţilor de echilibrare, în concordanţă cu tendinţa de evoluţie pe piaţa de echilibrare în anul 2026, s-a înregistrat un trend de creştere a preţului de achiziţie pentru RRFm la reducere de putere în perioada iulie – septembrie 2026.

Pentru perioada următoare a anului 2026 facem următoarele precizări:

- ✓ cantitatea de rezerve de capacitate de echilibrare (RRFa, RRFm, la creştere şi reducere de putere) achiziționată efectiv, va fi ajustată de DEN în funcție de rezultatele analizelor privind funcționarea SEN pe orizonturi de timp mai apropiate de ziua de funcționare;
- ✓ pentru perioada următoare estimăm un trend de creştere a preţului de achiziţie la RRFm reducere de putere generat de contextul național şi regional pe piaţa de energie;
- ✓ estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitaţii zilnice şi pe sens, la nivelul CNTEE Transelectrica SA, îl vor avea contextul naţional, regional şi european de evoluţie a pieţei de energie electrică, cadrul de reglementare al ANRE privind piaţa de energie electrică şi evoluția preţurilor pe piaţa de echilibrare.

Cheltuieli privind piaţa de echilibrare

Cheltuielile privind piaţa de echilibrare realizate în perioada ianuarie - septembrie 2026, în sumă de 2.217.172.320, au fost mai mari, respectiv cu suma de 177.755.697 faţă de cele realizate în perioada ianuarie - septembrie 2025. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanţilor pe această piaţă și sunt influențate semnificativ de evoluţia producţiei şi consumului de energie electrică la nivel naţional, contextul european de evoluţie al pieţei de energie electrică și modul de realizare a contractării pe pieţele anterioare pieţei de echilibrare.

16. Amortizare

	Trim. III 2026	Trim. III 2025
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	74.195.057	72.917.431
Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar	22.760.310	22.760.310
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	2.802.555	2.125.419
Total	**99.757.922**	**97.803.160**

	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	01 ianuarie – 30 septembrie 2025
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	222.808.258	215.425.208
Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar	68.280.929	68.234.717
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	7.408.191	6.193.093
Total	**298.497.378**	**289.853.018**

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de 222.808.258, mai mari cu 7.383.050 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, reprezintă amortizarea înregistrată în perioada ianuarie - septembrie 2026, calculată la valoarea justă a activelor la 31 decembrie 2025, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar în sumă de 68.280.929, mai mari cu 46.212 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, 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 şi completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licenţă, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziţia de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, faţă 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 7.408.191 au fost mai mari cu 1.215.098 față de perioada ianuarie - septembrie 2025 (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 Platinium 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".

17. Cheltuieli cu personalul

	Trim. III 2026	Trim. III 2025
Cheltuieli cu salariile personalului	84.451.413	85.563.517
Cheltuieli sociale	7.026.022	6.340.033
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaţilor	4.394.160	3.894.040
Cheltuieli aferente contractului de mandat şi a altor comitete, comisii	1.286.515	1.418.433
Cheltuieli privind asigurările şi protecţia socială	9.188.165	9.370.789
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale şi asimilate	(190.045)	(199.532)
Alte cheltuieli	-	(9.819)
Total	**106.156.230**	**106.377.461**

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în trimestrul III 2026 înregistrează o diminuare comparativ cu trimestrul III 2025, determinată, în principal, de diminuarea unor elemente de cheltuieli cum ar fi: cheltuieli cu salariile personalului, cheltuieli

aferente contractelor de mandat, cheltuieli privind asigurările şi protecţia socială potrivit prevederilor legale aplicabile, concomitent cu o creștere a unor elemente de cheltuieli precum: cheltuieli sociale, cheltuieli cu tichetele de masă etc.

	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	01 ianuarie – 30 septembrie 2025
Cheltuieli cu salariile personalului	254.104.460	254.510.946
Cheltuieli sociale	13.291.478	12.032.818
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaţilor	13.609.590	12.083.480
Cheltuieli aferente contractului de mandat şi a altor comitete, comisii	3.734.301	4.198.853
Cheltuieli privind asigurările şi protecţia socială	27.699.451	25.613.598
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale şi asimilate	(8.112.639)	(362.976)
Alte cheltuieli	-	(43.841)
Total	**304.326.641**	**308.032.878**

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în perioada ianuarie - septembrie 2026 înregistrează o diminuare comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, determinată, în principal, de reluarea la venituri a unei părţi din provizioanele constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024, concomitent cu plăţile efectuate în baza sentinţelor judecătoreşti executorii, primite de Companie, de diminuarea unor elemente de cheltuieli cum ar fi: cheltuieli cu salariile personalului, cheltuieli aferente contractelor de mandat, în condiţiile creșterii unor elemente de cheltuieli precum: cheltuieli sociale, cheltuieli cu tichetele de masă, cheltuieli privind asigurările şi protecţia socială potrivit prevederilor legale aplicabile etc.

18. Alte cheltuieli din exploatare

	Trim. III 2026	Trim. III 2025
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terţi	38.573.107	35.695.444
Cheltuieli poştale şi taxe de telecomunicaţii	170.219	213.419
Cheltuieli cu redevenţele şi chiriile	2.102.459	1.917.589
Alte cheltuieli, din care:	25.581.839	37.266.222
- cheltuieli privind consumul administrativ de energie	*1.395.884*	*1.446.063*
- cheltuieli privind valorificări deşeuri	*2.503.441*	*2.181.384*
- cheltuieli privind compensații în baza contractelor de mandat cf. decizie instanță	*120.957*	*-*
- cheltuieli cu deplasările interne şi externe	*2.241.769*	*1.594.503*
- cheltuieli privind impozitele, taxele şi vărsămintele asimilate (taxa ANRE, impozit pe monopol natural, tarif monitorizare AMEPIP, impozit pe construcții speciale, alte impozite şi taxe locale)	*12.639.023*	*17.228.836*
- cheltuieli cu sponsorizarea	*1.442.785*	*1.355.650*
- alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal	*343.315*	*7.079.237*
- cheltuieli privind cotizaţiile internaţionale	*2.227.262*	*1.998.571*
- alte cheltuieli de exploatare	*2.667.403*	*4.381.978*
Total	**66.427.624**	**75.092.674**

În trimestrul III 2026, aceste cheltuieli au înregistrat o diminuare în sumă de 8.665.050 comparativ cu trimestrul III 2025, determinată, în principal, de variaţia unor elemente de cheltuieli, după cum urmează:

- diminuarea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu Teletrans, cheltuieli privind impozitele, taxele şi vărsămintele asimilate, alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal etc.;
- creşterea unor alte elemente de cheltuieli, respectiv: cheltuieli cu protecţia civilă şi paza, cheltuieli cu pregătirea personalului, cheltuieli privind valorificări deşeuri, cheltuieli cu deplasările, cheltuieli privind cotizaţiile internaţionale etc.;

Cheltuielile cu redevenţele şi chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaştere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spaţii) şi sunt recunoscute în contul de profit şi pierdere. Acestea au fost în sumă de 2.102.459 în trimestrul III 2026, mai mari cu 184.870 comparativ cu trimestrul III 2025 și cuprind:

- *cheltuielile cu chiriile* în sumă de 109.677, mai mari cu 8.526 comparativ cu trimestrul III 2025;
- *cheltuielile cu redevența* în sumă de 1.992.782, mai mari cu 176.344 comparativ cu trimestrul III 2025. Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevenţa se plăteşte trimestrial şi se înregistrează lunar cheltuiala cu redevenţa.

	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	**01 ianuarie – 30 septembrie 2025**
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terţi	106.921.632	103.858.839
Cheltuieli poştale şi taxe de telecomunicaţii	532.541	629.983
Cheltuieli cu redevenţele şi chiriile	6.405.899	5.873.511
Alte cheltuieli, din care:	94.390.992	80.198.276
- cheltuieli privind consumul administrativ de energie	*4.138.107*	*3.457.923*
- cheltuieli privind valorificări deşeuri	*9.074.911*	*4.802.650*
- cheltuieli cu studiile şi cercetările	*1.377.748*	*75.511*
- cheltuieli privind compensații în baza contractelor de mandat cf. decizie instanță	*7.256.941*	*956.394*
- cheltuieli cu deplasările interne şi externe	*5.768.017*	*4.801.759*
- cheltuieli privind impozitele, taxele şi vărsămintele asimilate (taxa ANRE, impozit pe monopol natural, tarif monitorizare AMEPIP, impozit pe construcţii speciale, alte impozite şi taxe locale)	*35.879.255*	*37.361.416*
- cheltuieli cu sponsorizarea	*3.874.602*	*3.375.864*
- despăgubiri	*3.421.519*	*15.095*
- alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal	*7.866.893*	*7.227.772*
- cheltuieli privind cotizaţiile internaţionale	*6.681.787*	*5.995.712*
- alte cheltuieli de exploatare	*9.051.212*	*12.128.180*
Total	**208.251.064**	**190.560.609**

În perioada ianuarie - septembrie 2026, aceste cheltuieli au înregistrat o creștere în sumă de 17.690.455 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, determinată, în principal, de variaţia unor elemente de cheltuieli, după cum urmează:

- creşterea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu protecţia civilă şi paza, cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu pregătirea personalului, cheltuieli cu redevenţa, cheltuieli privind valorificări deşeuri, cheltuieli privind energia achiziţionată pentru consum administrativ, cheltuieli cu studiile şi cercetările, cheltuieli plătite în baza hotărârilor judecătoreşti executorii emise de instanţă acordate foştilor membri executivi şi neexecutivi revocaţi, reprezentând compensaţii prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024, cheltuieli cu deplasările, cheltuieli privind cotizaţiile internaţionale etc.;
- înregistrarea în luna iunie 2026 a unor cheltuieli privind despăgubiri, reprezentând daune-interese compensatorii plătite de Companie către SN Nuclearelectrica SA, conform Sentinţei Civile nr. 2698/22.12.2020 a Tribunalului Bucureşti – Secţia a VI-a civilă și în baza Deciziei Civile nr. 1061/04.06.2026;
- înregistrarea în luna iunie 2026 a unor cheltuieli de exploatare reprezentând cuantumul obligaţiei fiscale aferente venitului majorat ca urmare a majorarii bazei de impozitare, plătite de Companie către SMART SA, conform Sentintei Civile nr. 768/20.03.2025 a Tribunalului Bucureşti – Secţia a VI-a civilă și executorie prin Decizia Civilă nr. 973A/22.05.2026 a Curţii de Apel Bucureşti, Secţia a VI-a Civilă;
- diminuarea unor alte elemente de cheltuieli, precum: cheltuieli cu Teletrans, cheltuieli privind impozitele, taxele şi vărsămintele asimilate etc.;

Cheltuielile cu redevenţele şi chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaştere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spaţii) şi sunt recunoscute în contul de profit şi pierdere. Acestea au fost în sumă de 6.405.899 în perioada ianuarie – septembrie 2026, mai mari cu 532.388 comparativ cu perioada ianuarie – septembrie 2025 și cuprind:

- *cheltuielile cu chiriile* în sumă de 317.989, mai mari cu 19.977 comparativ cu perioada ianuarie – septembrie 2025;
- *cheltuielile cu redevența* în sumă de 6.087.910, mai mari cu 512.411 comparativ cu perioada ianuarie – septembrie 2025. Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevenţa se plăteşte trimestrial şi se înregistrează lunar cheltuiala cu redevenţa.

19. Alte câştiguri sau pierderi din exploatare

	Trim. III 2026	Trim. III 2025
(Câştiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	(906.993)	1.831.681
(Câştiguri) / Pierderi depreciere imobilizări corporale	(1.137.326)	(2.826.635)
(Câştiguri) / Pierderi diferenţe de curs valutar activităţi operaţionale	1.053.893	(986.261)
(Câştiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	-	(8.992)
Total	**(990.426)**	**(1.990.207)**

Începând cu anul 2025 Compania a considerat oportună reclasificarea unor elemente de cheltuieli prezentate la categoria ”Alte cheltuieli de exploatare” şi ”Rezultat financiar net”, prin introducerea unei noi categorii denumită ”Alte câştiguri sau pierderi”.

	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	01 ianuarie – 30 septembrie 2025
(Câştiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	(7.847.938)	762.964
(Câştiguri) / Pierderi depreciere imobilizări corporale	(1.137.326)	(2.826.635)
(Câştiguri) / Pierderi diferenţe de curs valutar activităţi operaţionale	850.111	776.856
(Câştiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(5.939.893)	(104.195)
Total	**(14.075.046)**	**(1.391.010)**

În perioada ianuarie - septembrie 2026 au fost înregistrate *Câştiguri din vânzarea imobilizărilor corporale* în sumă de 7.847.938 reprezentate, în principal, de veniturile din vânzarea mijloacelor fixe aprobate la casare (deșeuri nedezmembrate) *şi Câştiguri privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare* în sumă de 5.939.893 reprezentate de reluarea la venituri a provizioanelor pentru litigii (Smart SA, Nuclearelectrica SA).

20. Rezultat financiar net

	Trim. III 2026	Trim. III 2025
Venituri din dobânzi	11.632.581	3.249.680
Venituri din diferenţe de curs valutar	34.385	143.149
Alte venituri financiare	7.652.257	908.125
Total venituri financiare	**19.319.223**	**4.300.954**
Cheltuieli privind dobânzile	(544.348)	9.088
Cheltuieli din diferenţe de curs valutar	(470.378)	(143.278)
Total cheltuieli financiare	**(1.014.726)**	**(134.190)**
Rezultatul financiar net	**18.304.497**	**4.166.764**

	01 ianuarie – 30 septembrie 2026	01 ianuarie – 30 septembrie 2025
Venituri din dobânzi	23.421.609	10.004.847
Venituri din diferenţe de curs valutar	774.599	730.428
Alte venituri financiare	7.716.056	23.079.095
Total venituri financiare	**31.912.264**	**33.814.370**
Cheltuieli privind dobânzile	(1.485.303)	(900.129)
Cheltuieli din diferenţe de curs valutar	(1.169.110)	(1.698.196)
Total cheltuieli financiare	**(2.654.413)**	**(2.598.325)**
Rezultatul financiar net	**29.257.851**	**31.216.045**

La data de 30 septembrie 2026, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de 29.257.851, mai mic cu 1.958.194 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, acesta fiind influenţat, în principal, de diminuarea dividendelor încasate de la filialele OPCOM SA şi TELETRANS SA, în contextul creşterii veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

La 30 septembrie 2026, din valoarea totală de 1.485.303 a cheltuielilor privind dobânzile, suma de 609.087 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, unde din valoarea totală de 900.129 a cheltuielilor privind dobânzile, suma de 108.203 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 naţionale înregistrat la 30 septembrie 2026 comparativ cu cel înregistrat la 30 septembrie 2025, se prezintă, astfel:

Moneda	**30.09.2026**	**30.09.2025**
Lei / Euro	5,2785	5,0811

21. Litigii și contingente

a) Angajamente

La 30 septembrie 2026, Compania avea angajamente în valoare de **2.072.192.814** (2.484.362.246 la 31 decembrie 2025) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și retehnologizarea rețelei de transport.

b) 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 creanţelor, valorificarea bunurilor, precum şi îndeplinirea celorlalte operaţiuni de lichidare, a fost fixat următorul termen de judecată în data de **09.12.2026.**
Pentru creanţele neîncasate de la RAAN, Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanţelor în suma de 8.516.707 lei.

- **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 de 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 in 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. La termenul de judecată din 31.03.2026 pentru a da posibilitatea reclamantei să depună la dosar punct de vedere cu privire la relevanța obiectivelor expertizelor solicitate în cauză se amână termenul de judecată pentru data de 09.06.2026. La termenul de judecată din 09.06.2026 pentru a se depune înscrisuri se amână cauza pentru 08.09.2026.
După mai multe amânări, la termenul din 08.10.2026 instanța: Respinge cererea de efectuare a expertizei în specialitatea electroenergetică, ca neîntemeiată. Încuviințează proba cu expertiză în specialitatea contabilitate-fiscalitate, având următoarele obiective: 1. Să se stabilească dacă primele și adaosurile salariale acordate de Transelectrica S.A în perioada 2020-2022 respectă prevederile Contractului Colectiv de Muncă, sens în care expertul va avea în vedere: - dacă în cazul primelor cu caracter special, în documentele care au stat la baza acordării acestora, au fost menționate acțiunile cu impact major realizate de fiecare dintre salariați (care au beneficiat de astfel de prime) în desfășurarea activității derulate în cadrul entității; - dacă în cazul primelor cu caracter special, acordarea a avut la bază un document din care să rezulte aplicarea și respectarea criteriilor stabilite prin Protocoalele încheiate cu organizația sindicală; - dacă în cazul adaosurilor salariale, prin documentele care reglementează acordarea de bonusuri salariaților companiei au fost stabilite sărbătorile legale sau evenimentele speciale pentru care sunt acordate acestea. - dacă în cazul adaosurilor salariale, prin documentele care au stat la baza acordării, pentru cazurile constatate de Curtea de Conturi, sunt menționate în mod expres sărbătorile legale sau evenimentele speciale pentru care au fost acordate acestea. 2. Să se stabilească dacă ajustarea prețului contractului de lucrări nr. C277/21.12.2017 conform actului adițional nr. 9/12.09.2022 reprezintă o majorare în mod nejustificat a prețului contractului, având în vedere că prețul contractului a fost stabilit în moneda euro. 3. Să se stabilească dacă potrivit cadrului legal și normativ aplicabil la data ajustării, pentru ajustarea prețului contractelor de lucrări nr. C919/2019, nr. C920/2019 și nr. C156/2021, Transelectrica S.A. avea dreptul de a ajusta profitul executanților, sau avea obligația de a realiza ajustarea doar în măsura strict necesară pentru acoperirea costurilor, fără profit. Respinge cererea de efectuare a expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate, în rest, ca neîntemeiată.
S-a stabilit termen de judecată **03.11.2026.**

- **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 4.517.460 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 pârâtei 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 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: 5.811.238
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. Hotarâre 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 Bucureşti – Secţia a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieţei de Energie Electrică şi Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a V-a civilă. Respinge cererile părţilor de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. Definitivă.
Pentru sumele prezentate mai sus, Compania a înregistrat 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 excepţia inadmisibilităţii 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 PIEŢEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ŞI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti - Secţia a V-a Civilă. Definitivă.

Dosar: 44380/3/2024
Obiect dosar: pretenţii și încheiere act adiţional, cval. servicii calculare drepturi de încasat şi obligaţii de plată ale tranzacţiilor 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 şi a obligaţiilor de plată ale tranzacţiilor realizate de participanții la piața de echilibrare şi ale dezechilibrelor părţilor 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 termenul din 05.05.2026, în vederea administrării probelor propuse, amână judecarea cauzei la data de 02.06.2026. La termenul din 02.06.2026 pentru lipsă raport de expertiză instanța amână judecarea cauzei la data de 29.09.2026. La termenul din 29.09.2026 pentru a se lua la cunoştinţă de raportul de expertiză, amână judecarea cauzei la data de **08.12.2026.**
La 30 septembrie 2026, Compania nu are înregistrat provizion pentru acest litigiu.

- **CONAID COMPANY SRL**

Dosar: 36755/3/2018
Obiect dosar: pretenţii si constatare refuz nejustificat încheiere act adiţional 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 excepţia prescripţiei dreptului material la acţiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă.
Conaid a declarat apel. Soluția CAB: Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată şi trimite cauza primei instanţe, 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 Naţională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica" S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia 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: pretenţii sumă reprezentând chirii teren aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adaugă dobândă legală penalizatoare de la scadenţă şi până la plata efectivă.
Valoare în litigiu: 17.038.127
Stadiu dosar: La termenul din 27.02.2025 instanța respinge excepţia prescripţiei dreptului la acţiune privind pretenţiile constând în chiria aferentă anului 2015 şi excepţia tardivităţii formulării modificărilor de acţiune, excepţii invocate de pârâta Transelectrica S.A. Califică excepţia 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 Reşiţa în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.
Municipiul Reșița a declarat apel. La termenul din data de **06.05.2026,** instanța a respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinţei civile nr. 150/ 27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** ca nefondat. A respins cererea intimatei-pârâte

având ca obiect obligarea apelantei-reclamante la plata cheltuielilor de judecată ca nefondată. Admite excepţia tardivităţii formulării cererii de apel împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** invocată de intimata-pârâtă. Decade apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar din dreptul de a formula cererea de apel. Anulează apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice "TRANSELECTRICA" S.A. împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**.

- **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 majorarii bazei de impozitare rezultata 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 şi plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.193.869 de la data de 21.12.2021 şi până la data plăţii efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51.379 lei cu titlu de taxa de timbru şi suma de 3.000 de lei cu titlu de onorariu de expert.
Transelectrica a declarat apel. La termenul din 22.05.2026 instanța respinge apelul ca nefondat.
S-a fixat termen de recurs la ICCJ pentru data de **04.12.2026**.

Pentru suma de 4.467.108 lei, CNTEE Transelectrica SA a constituit provizion în anul 2022 pe care l-a reluat la venit la iunie 2026, concomitent cu înregistrarea cheltuielilor aferente plăților efectuate pentru punerea în executare a Sentinței civile nr. 768/20.05.52025, pronunțată de TMB și a Deciziei civile nr. 973A/22.05.2026, pronunțată de CAB.

- **ALTELE**

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: IBN Energy SRL, Liberty Galați SRL, Total Electric Oltenia SA, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Brăila, CET Govora, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, ISPE, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy, Dinergy Power și alții).

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

c) Contingente

La 30 septembrie 2026, **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.

22. Părți afiliate

i) Tranzacții cu filialele deținute de Companie

Entitatea	Țara de Origine	30 septembrie 2026 % din acțiuni	31 decembrie 2025 % 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	-	-
ICEMENERG SERVICE SA **)	România	-	-

Valoarea netă a acțiunilor deținute de Companie la filialele sale este de 76.194.380 atât la 30 septembrie 2026, cât și la 31 decembrie 2025.

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, 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.

La 30 septembrie 2026, 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.

Capitalul social la 30 septembrie 2026 este de 6.978.480 lei, subscris și vărsat integral.

- **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 30 septembrie 2026, 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.
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 desființată 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 Bucureşti a respins contestaţia 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 şedinţele 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 30 septembrie 2026, 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 titlurile de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.
Astfel, în evidența contabilă a Companiei, la 30 septembrie 2026, 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 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 30 septembrie 2026 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.

Soldurile cu filialele deținute de Companie se prezintă, astfel:

ENTITATEA	**Creanțe Comerciale*)**		**Datorii comerciale**	
AFILIATĂ	**30 septembrie 2026**	**31 decembrie 2025**	**30 septembrie 2026**	**31 decembrie 2025**
SMART SA	299.766	470.699	27.229.460	27.076.744
TELETRANS SA	161.765	175.200	19.676.894	14.485.684
OPCOM SA	237.739.868	101.497.460	226.562.607	90.226.664
TOTAL	**238.201.399**	**102.143.359**	**273.468.961**	**131.789.091**

**) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.*

Tranzacțiile derulate cu filialele Companiei în perioada raportată sunt detaliate, după cum urmează:

ENTITATEA	**Vânzări**		**Vânzări**	
AFILIATĂ	**Trimestrul III 2026**	**Trimestrul III 2025**	**9 luni 2026**	**9 luni 2025**
SMART SA	165.720	196.226	719.433	815.799
TELETRANS SA	2.003.204	1.157.069	2.491.095	1.693.182
OPCOM SA	578.648.680	179.740.830	1.323.540.115	1.188.849.184
Total	**580.817.604**	**181.094.125**	**1.326.750.643**	**1.191.358.165**

ENTITATEA AFILIATĂ	Achiziții Trimestrul III 2026	Trimestrul III 2025	Achiziții 9 luni 2026	9 luni 2025
SMART SA	37.087.963	28.872.417	87.526.513	81.457.881
TELETRANS SA	12.506.437	13.567.217	39.165.070	41.185.247
FORMENERG SA	-	-	-	2.700
OPCOM SA	534.008.703	539.768.501	1.866.352.222	1.596.634.877
Total	**583.603.103**	**582.208.135**	**1.993.043.805**	**1.719.280.705**

Tipurile de tranzacţii desfășurate în primele 9 luni ale anului 2026 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 şi operare a unor reţele de comunicaţii electronice în vederea exploatării excedentului capacităţii de fibră optică;
- Smart SA - reprezintă execuţii servicii de mentenanţă, proiectare și lucrări de racordare la reţele electrice de interes public;
- Opcom – reprezintă tranzacţii de vânzare-cumpărare de energie electrică.

În primele 9 luni ale anului 2026, Compania a încasat dividende de la filiale în sumă de 7.647.082, detaliate astfel:
- Teletrans - 1.762.916;
- Opcom - 5.884.166.

ii) 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 importantă a vânzărilor și cumpărărilor înregistrate la 30 septembrie 2026.
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) 9 luni 2026	9 luni 2025	Datorii comerciale (cu TVA) 30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Hidroelectrica	663.741.580	540.747.497	92.440.741	97.380.592
Complexul Energetic Oltenia	203.153.250	363.826.942	32.154.827	81.934.660
Electrocentrale Bucuresti	196.850.143	148.046.644	5.677.693	10.892.375
Nuclearelectrica	93.583.408	172.986	19.690	22.795
Termo Ploiești	50.931.580	33.757.781	37.303	-
Societatea Electrocentrale Craiova	46.829.595	62.604.755	1.740.434	2.891.706
Thermoenergy Group SA	19.992.205	16.010.917	1.713.024	1.338.271
Termoficare Oradea SA	13.568.883	20.203.413	1.910.600	1.811.009
SCE Valea Jiului SA	7.150.836	6.831.417	583.617	233.356
SNGN Romgaz SA	5.083.480	5.535.848	509.704	446.014
Total	**1.300.884.960**	**1.197.738.200**	**136.787.633**	**196.950.778**

Client	Vânzări (fără TVA) 9 luni 2026	9 luni 2025	Creanțe comerciale*) (cu TVA) 30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Hidroelectrica	853.751.942	445.127.283	165.718.155	70.760.317
Complexul Energetic Oltenia	99.351.453	86.029.769	27.575.575	8.101.901
Electrificare CFR SA	28.341.592	20.827.658	7.098.552	5.485.346
Nuclearelectrica SA	20.698.532	24.316.013	2.620.134	7.090.505
SNGN Romgaz SA	19.252.884	11.996.788	3.619.472	2.512.358
SCE Valea Jiului SA	16.712.695	10.148.843	1.364.096	703.563
Societate Electrocentrale Craiova	13.389.270	6.083.355	466.653	637.024
Electrocentrale București	9.434.112	15.400.787	818.640	851.367
Thermoenergy Group SA	1.842.624	1.150.493	141.216	42.288
CET Govora SA	933.669	1.120.835	28.191.325	28.407.939
Total	**1.063.708.773**	**622.201.824**	**237.613.818**	**124.592.608**

Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

23. Riscul de creditare

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 corespunzatoare, 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:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	3.607.759.118	2.410.868.696
Alte creanțe nete și avansuri către furnizori	959.827.263	545.393.651
TVA de recuperat	420.937.239	393.058.259
Numerar și echivalente de numerar	1.717.993.573	733.668.904
Total	**6.706.517.193**	**4.082.989.510**

Situația vechimii **creanțelor** la data întocmirii situației poziției financiare este prezentată mai jos:

	Valoarea brută	Ajustare depreciere	Valoarea brută	Ajustare depreciere
	30 septembrie 2026	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025	31 decembrie 2025
Neajunse la scadență	3.217.643.719	-	2.312.662.158	-
Scadență depășită între 1 – 30 zile	302.170.506	-	(985.597)	-
Scadență depășită între 31 – 90 zile	11.666	-	1.477.310	-
Scadență depășită între 91 – 180 zile	539.361	-	9.239.980	-
Scadență depășită între 181 – 270 zile	25.685.255	25.686.976	466.985	-
Scadență depășită între 271 – 365 zile	5.639.508	5.592.590	-	-
Mai mult de un an	172.896.743	85.548.074	212.575.676	124.567.816
Total	**3.724.586.758**	**116.827.640**	**2.535.436.512**	**124.567.816**

Situația vechimii **altor creanțe** la data întocmirii situației poziției financiare este prezentată mai jos:

	Valoarea brută 30 septembrie 2026	Ajustare depreciere 30 septembrie 2026	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025
Neajunse la scadență	1.323.613.820	-	896.775.264	330.208
Scadență depășită între 1 – 30 zile	5.984.054	-	63.756	-
Scadență depășită între 31 – 90 zile	20.519.878	-	584.750	-
Scadență depășită între 91 – 180 zile	2.088.576	-	17.864.110	324.824
Scadență depășită între 181 – 270 zile	2.054.737	360.375	6.854.954	40.790
Scadență depășită între 271 – 365 zile	3.456.050	69.111	332.857	330.694
Mai mult de un an	93.620.897	70.144.024	87.739.060	70.736.325
Total	**1.451.338.012**	**70.573.510**	**1.010.214.751**	**71.762.841**

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea creanțelor incerte** se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**124.567.816**	**123.088.931**
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	37.234.297	2.255.634
Reluare ajustări pentru depreciere	44.974.473	776.749
Sold la sfârșitul perioadei	**116.827.640**	**124.567.816**

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe incerte** se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**71.762.841**	**72.904.970**
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.283.973	1.724.837
Reluare ajustări pentru depreciere	2.473.304	2.866.966
Sold la sfârșitul perioadei	**70.573.510**	**71.762.841**

24. Evenimente ulterioare

- **Hotărârea nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 06 octombrie 2026**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în data de 06 octombrie 2026, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, 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, a hotărât aprobarea rectificării Bugetului de venituri și cheltuieli pentru anul 2026 și estimările pentru perioada 2027-2028.

- **Convocarea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor**

Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica"–SA a convocat, în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală extraordinară a acționarilor în data de **09 noiembrie 2026** având următoarea ordine de zi:

1. Aprobarea Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035, în forma finală aprobată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în data de 03 septembrie 2026;
2. Aprobarea înstrăinării imobilului proprietatea Companiei din Județul Argeș, orașul Ștefănești, str. Cavalerului nr. 4E (fost nr. 323), în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR;
3. Informarea privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligaţii importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și credite și garanții pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro.

- **Solicitare completare convocator ordinea de zi a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor**

Compania a adus la cunoștință publicului investitor faptul că **acționarul majoritar**, **Statul Român, prin Secretariatul General al Guvernului**, deținător a 43.020.309 acțiuni, reprezentând **58,69%** din capitalul social al Companiei, prin adresa nr. 20/31383/D.R. din 20.10.2026 (înregistrată în cadrul Transelectrica cu nr. 49613 din 20.10.2026), în temeiul art. 105 alin. (3) din Legea nr. 24/2017 *privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată,* coroborat cu prevederile art. 1171 din *Legea societăţilor* nr. 31/1990, republicată, cu modificările şi completările ulterioare, **a solicitat completarea ordinii de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor convocată pentru data de 09/10.11.2026** cu următoarele puncte:

1. Notificarea privind aprobarea în ședința Guvernului din data de 16 octombrie 2026 a Memorandumului cu tema: Demararea procedurilor prealabile în vederea declarării unor imobile de interes public, prin Hotărâre a Guvernului în temeiul art.296 alin. (4) Cod administrativ, de către Secretariatul General al Guvernului, în calitate de autoritate publică tutelară pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., semnat de Prim-Ministrul României, domnul Ilie-Gavril Bolojan;
2. Aprobarea demarării procedurilor de îndeplinire a condițiilor prevăzute de art. 296 alin (4) din Codul administrativ cu privire la contravaloarea stabilită conform raportului de evaluare efectuat de către evaluatori autorizați conform legii (la momentul finalizării evaluării) a imobilelor de interes public."

- **Completarea convocatorului Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor *(conform solicitării acționarului Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului în conformitate cu art.11 alin.(5) din O.U.G. nr. 68/2019)***

Având în vedere solicitarea acționarului Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului, în conformitate cu art. 11 alin.(5) din O.U.G. nr. 68/2019, formulată prin adresa nr. 20/31383/D.R. din 20.10.2026 (înregistrată în cadrul Transelectrica cu nr. 49613 din 20.10.2026), în temeiul art.1171 din Legea societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, art.105 alin. (3) din Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale art.189 din Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, Directoratul Companiei a completetat ordinea de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor care va avea loc în data de **09 noiembrie 2026** cu următoarele puncte:
1. Notificarea privind aprobarea în ședința Guvernului din data de 16 octombrie 2026 a Memorandumului cu tema: Demararea procedurilor prealabile în vederea declarării unor imobile de interes public, prin Hotărâre a Guvernului în temeiul art.296 alin. (4) Cod administrativ, de către Secretariatul General al Guvernului, în calitate de autoritate publică tutelară pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., semnat de Prim-Ministrul României, domnul Ilie-Gavril Bolojan;
2. Aprobarea demarării procedurilor de îndeplinire a condițiilor prevăzute de art. 296 alin (4) din Codul administrativ cu privire la contravaloarea stabilită conform raportului de evaluare efectuat de către evaluatori autorizați conform legii (la momentul finalizării evaluării) a imobilelor de interes public;
3. Aprobarea Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026 – 2035, în forma finală aprobată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în data de 03 septembrie 2026;
4. Aprobarea înstrăinării imobilului proprietatea Companiei din Județul Argeș, orașul Ștefănești, str. Cavalerului nr. 4E (fost nr. 323), în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR;
5. Informarea privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligații importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și credite și garanții pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro;
În cazul în care nu se va întruni cvorumul necesar la data menționată, Adunarea generală extraordinară a acționarilor se va ține la data de **10 noiembrie 2026.**

- **Convocarea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor**

Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica"–SA a convocat, în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală ordinară a acționarilor în data de **13 noiembrie 2026**, având pe ordinea de zi:

1. Aprobarea formulării unei acțiuni în pretenții în contradictoriu cu Dogaru-Tulică Adina Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae, membrii Consiliului de Supraveghere care au emis Decizia nr. 25/25.06.2021, în vederea recuperării prejudiciului cauzat C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. ca urmare a revocării membrilor Directoratului (Cătălin Nițu, Ovidiu Anghel, Andreea-Mihaela Miu, Bogdan Marcu și Marius Viorel Stanciu) și împuternicirea Directoratului de a exercita acțiunea în justiție, respectiv de a promova și semna cererea de chemare în judecată a lui Dogaru-Tulică, Adina-Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae;
2. Informarea Adunării Generale a Acționarilor privind litigiile cu o valoare mai mare de 500.000 euro conform art. 25, lit. n), pct. ii al Actului constitutiv al Companiei.

CNTEE TRANSELECTRICA SA

RAPORTUL TRIMESTRIAL CONSOLIDAT

T3 2026







Declaraţia persoanelor responsabile

După cunoştinţele noastre, setul de situații financiare interimare consolidate simplificate la data și pentru perioada de 9 luni încheiată la 30 septembrie 2026 întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr.2844/2016 oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziţiei financiare şi a contului de profit și pierdere ale Grupului. După cunoştinţele noastre, setul de situații financiare interimare consolidate simplificate la data și pentru perioada de 9 luni încheiată la 30 septembrie 2026 întocmite în conformitate cu Standardele Internaţionale de Raportare Financiară (IFRS-EU) oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziţiei financiare şi contului de profit și pierdere ale Grupului.

Raportul Trimestrial Consolidat al Directoratului cuprinde informaţii corecte și conforme cu privire la dezvoltarea și performanţele Grupului şi a impactului acestora asupra situaţiilor financiare interimare consolidate simplificate, precum și o descriere a principalelor riscuri și incertitudini specifice activităţii desfăşurate.

București, 9 noiembrie 2026

Directorat,

Ștefăniță MUNTEANU

Președinte

Cătălin-Constantin NADOLU	**Cosmin-Vasile NICULA**	**Florin-Cristian TĂTARU**
Membru Directorat	**Membru Directorat**	**Membru Directorat**

CUPRINS

Participatii Transelectrica 4

Date de identificare 7

Structuri de conducere 8

Activităţi Societăţi 9

I. Situaţia economică financiară conform cifre financiare OMFP 2844/2016 15

Indicatori OMFP 2844/2016 19

II. Situaţia economică financiară conform cifre financiare IFRS-UE 20

Indicatori IFRS-UE 24

Evenimente importante 25

Litigii 30

Evenimente ULTERIOARE 35

PARTICIPATII TRANSELECTRICA

Participații	Aport	Data investiției	% participatie la 30.09.2026
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 începand cu 01.11.2019*)	3,85%
Geco Power Company Green Energy Corridor Power	3.750.000 ron	29 ianuarie 2025	25%

Dintre societatile la care are investiii financiare Compania societăţile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului. La întocmirea situațiilor financiare consolidate, situațiile financiare ale societății-mamă și ale societatilor care urmează să fie consolidate sunt consolidate prin metoda integrarii 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 înfiinţată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situaţiile financiare consolidate includ cota-parte a Grupului din rezultatele societăţii GECO pe baza metodei punerii în echivalenţă. 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 înfiinţată 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 şi reparaţii la aparatură şi echipamente primare din reţelele electrice (astfel încât instalaţiile RET să funcţioneze în condiţii sigure la nivelul de performanţă cerut prin licenţă), remedierea incidentelor la instalaţii electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, servicii energetice pentru sistemul energetic şi microproducţie 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 Reţelei 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 naţională, strategică din punct de vedere al mentenanţei, reparaţiilor, expertizărilor şi consultanţei asigurate pentru:

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

Capitalul social subscris şi vărsat la 30.09.2026 este de 38.529 mii lei, Transelectrica fiind acţionarul unic. Rezultatele SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

Acţiunile SMART sunt deţinute 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 şi a Ordinelor Ministerului Industriei şi Comerţului nr. 3098 şi nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informatiei pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeaşi timp, societatea are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piaţa liberalizată de comunicaţii din România.

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

În baza Statutului şi 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 retehnologizate.

Serviciile furnizate de Teletrans au fost în principal servicii de IT/Tc către Transelectrica, servicii de mentenanţă a sistemului de contorizare locală la nivelul staţiilor electrice ale Companiei şi servicii de telecomunicaţii prin comercializarea excedentului de capacităţi existente în infrastructura de comunicaţii de fibră optică.

Capitalul social subscris şi vărsat la 30.09.2026 este de 6.978 mii lei, Transelectrica fiind acţionarul unic. Rezultatele filialei Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

Acţiunile TELETRANS sunt deţinute 100% de către Transelectrica.

GECO POWER COMPANY

Societatea înființată la data de 31 Ianuarie 2025 conform Certificatului de inregistrare emis de ONRC, este o persoană juridică română, constituită în formă de societate cu raspundere 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 Romania, 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, Romania 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 Romania și Republica Azerbaidjan,

Adresa sediului social este în Romania, București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306, obiectul de activitate fiind Activități ale holdingurilor.

Capitalul social subscris si varsat al societății este de 15 mil lei, fiind împărțit într-un număr de 1.500.000 părți sociale cu o valoare nomială 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 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 Electice 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 Electroysstems, 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	% participaţie la 30 septembrie 2026
SMART	14232728	Bucureşti	100%
TELETRANS	15061510	Bucureşti	100%
GECO	51190139	Bucureşti	25%

DATE DE IDENTIFICARE

SMART

Sediul social	București, Bd. Gen. Gh. Magheru nr. 33, sector 1
Punct de lucru	-
Numărul de ordine în registrul cometţului	J2001008613409
Codul Unic de Inregistrare	14232728
Capital social	38.529 mii lei, împărţit în 3.852.860 acţiuni nominative cu o valoare nominală de 10 lei fiecare
Acționar unic	Transelectrica
Actul de înfiinţare	HG nr. 710/2001 privind infiintarea societaţii 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 comerţului	J2002012511402
Codul Unic de Inregistrare	15061510
Capital social	6.978 mii lei, împărţit în 697.848 acţiuni nominative cu o valoare nominală de 10 lei fiecare
Actionar unic	Transelectrica
Actul de înfiinţare	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 comerţului	J2025005094001
Codul Unic de Inregistrare	51190139
Capital social	15.000 mii lei, împărţit în 1.500.000 acţiuni 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 înfiinţare	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 societăţilor la data prezentului raport este asigurată de următoarele persoane:

SMART:

Gheorghe BOLINTINEANU	Director General
Virgil ŞTEFAN	Director Economic

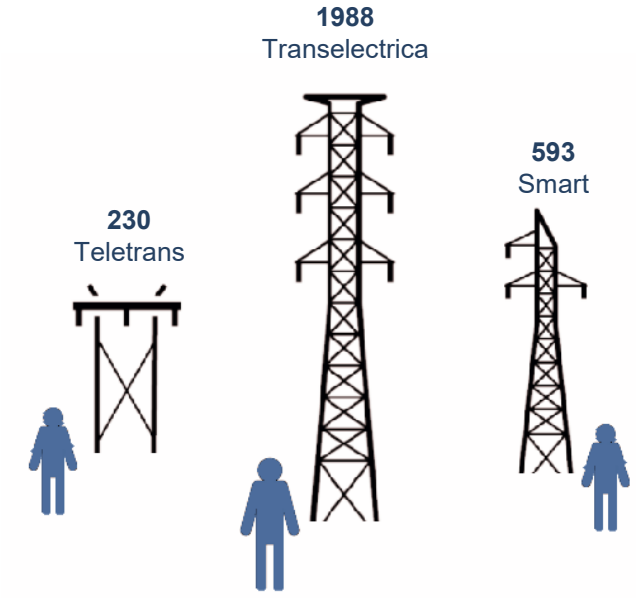
TELETRANS:

Decebal BĂESCU	Director General
Florin Nicolae MÂRZA	Director Economic

GECO:

Farhad MAMMADOV	Director General
Florin STANCIU	Director General Adjunct

Număr angajați 9L 2026



ACTIVITĂŢI SOCIETĂŢI

La 30 septembrie 2026, cele două societăţi incluse în consolidare au desfăşurat activităţi în conformitate cu domeniile lor principale de activitate, după cum urmează:

- **TELETRANS**



Societatea pentru Servicii de Telecomunicaţii şi Tehnologia Informaţiei în Reţele Electrice de Transport „TELETRANS“ este furnizorul de soluții și servicii de telecomunicații, tehnologia informației și informatică de proces/SCADA pentru Companie şi 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 si noile sisteme de comandă-control din staţii retehnologizate.
- Servicii de mentenanţă preventivă sau corectivă pentru principalele sisteme informatice critice care asigură funcţiile operatorului de sistem, transport și al pieţei 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 x Mb, n x 1Gb, 10 Gb pe echipamentele IP/MPLS;
- Asistență tehnică de specialitate.

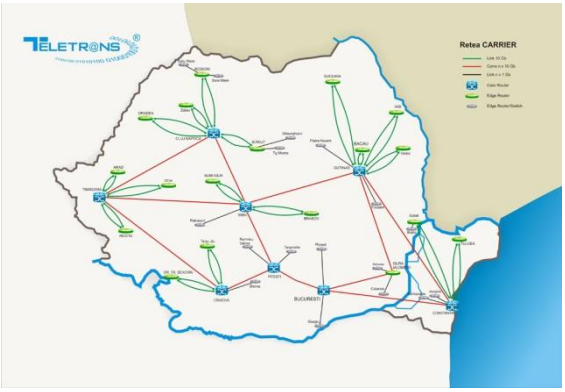
Servicii de comunicații IP:

- Internet furnizat in 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 confom cerințelor standardului ISO 9001, Sistemului de Management al Mediului confom cerințelor standardului ISO 14001, Sistemului de Management al Sănătății și Securității în Muncă confom cerințelor standardului ISO 45001 și Sistemului de Management al Securității Informațiilor la nivel de Executiv, confom 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
  - Asociatia Națională pentru Securitatea Sistemelor Informatice
- la nivel internațional:
  - International Council on Large Electric Systems
  - European Utilities Telecom Council
  - Réseaux Internet Protocol Européens.

- **SMART**



Principala 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 si 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 pana 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 obţinut autorizarea, din partea CNCAN, pentru sistemul de management al calităţii în domeniul nuclear, şi anume: Autorizaţia nr.LI824 pentru furnizarea de servicii destinate instalaţiilor nucleare, valabilă până la data de 16.04.2026 conform Ordinelor preşedintelui 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 şi instalaţii electrice în vederea certificării conformităţii 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 şi 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 şi 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, staţii electrice şi de instalaţii aparţinând părţii 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, staţii electrice şi 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 deţine un Laborator de Incercări de tip multi-site (un laborator în fiecare sucursală) care este acreditat de catre 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 şi de analize fizico-chimice ale materialelor electroizolante.

De asemenea Smart deține şi autorizații emise de MAI-IGSU pentru următoarele activităţi:

- 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 perioada nedeterminată.
- Instalare şi 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 desfăşură activităţi:

- ca furnizor de servicii mentenanţă:
  - Revizii şi inspecţii
  - Reparaţii echipamente şi instalaţii electrice
  - Intervenţii la evenimente accidentale
  - Expertizări, diagnoze şi analize tehnice
  - Configurări, reglaje şi parametrizări sisteme comanda-control
- ca furnizor de servicii de retehnologizare şi modernizări:
  - Staţii electrice
  - Linii electrice aeriene
- ca furnizor servicii tehnologii speciale:
  - Lucrul sub tensiune – LST
  - Reabilitare izolaţie transformatoare Proiectare
- ca furnizor de consultanţă şi proiectare:
  - Proiectare
  - Consultantă şi asistenţă.



Afilierile naţionale şi internaționale aferente societăţii Smart sunt după cum urmează

- ✓ A – LST – R (Asociaţia pentru Lucru sub Tensiune din România – Membru Fondator)
- ✓ CIGRE (Consiliul Internaţional al Marilor Reţele Electrice de Înaltă Tensiune)
- ✓ CNR – CIGRE (Asociaţia Comitetului Naţional Român CIGRE)
- ✓ CNR – CME (Comitetul Naţional Român al Consiliul Mondial al Energiei)
- ✓ SIER (Societatea Inginerilor Energeticieni din România)

- ✓ ASRO (Asociaţia 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 investiţiei finanţate prin REPowerEU este de a creşte flexibilitatea şi de a soluţiona blocajele din reţeaua de electricitate pentru accelerarea integrării capacităţilor suplimentare de energie regenerabilă şi pentru creşterea gradului de rezilienţă a reţelei, consolidând, în acelaşi timp, securitatea cibernetică printr-o mai bună capacitate de reacţie la atacurile cibernetice.

În ceea ce privește **Planul Re PowerEU** s-a aprobat *Investiția I6 - 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

Investiţiile în retehnologizarea şi modernizarea reţelelor de energie prin introducerea digitalizării şi a reţelelor inteligente (smart grid) reprezintă măsuri esenţiale pentru susţinerea procesului de integrare sectorială şi tranziţie energetică. Digitalizarea va contribui semnificativ la siguranța funcționării sistemului energetic, intensificând eforturile și capacitatea de răspuns în situaţia unor disfuncționalități ale sistemului.
Infrastructura IT&C a Transelectrica reprezintă o infrastructură de importanţă strategică naţională, 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 siguranţei 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 locaţie fizică securizată şi protejată împotriva intruziunii şi riscurilor naturale şi tehnologice în cadrul căreia vor fi montate 9 containere infrastructură IT şi 3 containere Power în care vor fi instalate echipamente IT (ex. Servere, Switch, UPS etc). Centrul de date va asigura siguranţa elementelor fizice prin care este coordonat sistemul de telecomunicaţii al Transelectrica, care va asigura toate elementele de siguranţă conform standardelor. Centrul va gestiona echipamentele Transelectrica, asigurând funcţionarea continuă şi neîntreruptă a echipamentelor IT şi un backup constant a datelor transmise si stocate. De asemenea, centrul de date va asigura o conectivitate şi mobilitate crescută între serviciile critice necesare producătorilor, transportatorilor şi 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

Reţeaua de telecomunicaţii a C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. impune modernizarea şi actualizarea conform ultimelor tehnologii, în vederea alinierii la standardele europene de calitate. Certificarea capacităţilor reţelei garantează funcţionarea echipamentelor intermediare şi a legăturilor fizice şi logice pentru furnizarea în siguranţă a serviciilor de transport de date şi acces internet. Întrucât sistemele actuale sunt diversificate şi mai ales descentralizate sunt necesare instrumente capabile să obţină rezultate rapide despre reţea, precum analizoarele de trafic. Investiţia propusă vizează achiziţionarea 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 acesteia 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.

Intreaga investiție va contribui la creşterea 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 cresterea nivelului de disponibilitate tehnică a infrastructurii critice de fibră optică de la 98% la 99,5%, cu impact asupra siguranţei 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.

Investiţiile se vor implementa până în trimestrul II 2026, iar valoarea totala estimată va fi de 42.201.000 lei fără TVA.

SMART

Investiţia urmărește să reducă numărul şi durata evenimentelor accidentale, precum și a consecințelor acestora pentru asigurarea funcţionării SEN/RET, să adapteze acțiunile de mentenanţă la specificul si tehnologiile de fabricație ale noilor echipamente instalate în RET și să reducă numărul şi durata acţiunilor de mentenanţă preventivă – planificată, care presupune retragerea din exploatare a echipamentelor şi

instalaţiilor ale Transelectrica şi a centralelor de producţie 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 naţional de transport și sistem.

Existenţa unor servicii de mentenanţă 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 mentenanţă 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 intervenţie elimină scoaterea din functiune a echipamentului respectiv ceea ce determină eliminarea întreruperilor în alimentarea cu energie electrică) etc.

Investiția urmărește dotarea SMART S.A. cu echipamente şi utilaje de ultimă generaţie si cu cea mai curată tehnologie în domeniu, pentru asigurarea unor servicii de mentenanță la cele mai înalte standarde, pretabile pentru un operator de transport şi sistem, precum și digitalizarea serviciilor de mentenanță oferite infrastructurii energetice naționale, prin implementarea şi dezvoltarea de soluţii 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 si monitorizarea liniilor electrice aeriene si a staţiilor electrice, instrumente pentru lucru sub tensiune, echipamente pentru măsurători şi determinări în laborator, echipamente pentru centrul de proiectare al SMART SA, echipamente pentru lucru la înălțime, echipamente tehnologice pentru intervenţii) adecvate pentru asigurarea serviciilor de mentenanţă 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. Situaţia economică financiară conform cifre financiare OMFP 2844/2016

Rezultate consolidare

Rezultatele financiare ale activităţii Grupului au fost următoarele:

Mii Lei	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025		26/25
Venituri din exploatare	4.874.273	4.180.198	▲	17%
Cheltuieli din exploatare*	(3.875.589)	(3.702.658)	▲	5%
EBITDA	**998.683**	**477.540**	▲	109%
Amortizare	(316.527)	(299.086)	▲	6%
EBIT	**682.157**	**178.453**	▲	282%
Rezultat financiar net	27.348	29.156	▼	(6%)
EBT	**709.505**	**207.609**	▲	242%
Impozit pe profit	(82.779)	(20.274)	▲	308%
REZULTAT NET	**626.726**	**187.335**	▲	235%

**Cheltuieli exploatare excluzând amortizarea*

Mii lei	30 septembrie 2026	31 dec 2025		26/25
Active imobilizate	7.184.455	6.724.502	▲	7%
Active circulante	6.813.896	4.205.038	▲	62%
ACTIVE TOTALE	**13.998.351**	**10.929.540**	▲	28%
Capitaluri proprii	6.705.433	6.072.155	▲	10%
Interese minoritare	-	-	-	-
Datorii pe temen lung	1.964.989	1.145.002	▲	72%
Datorii pe termen scurt	5.327.929	3.712.383	▲	44%
CAPITALURI PROPRII şi DATORII	**13.998.351**	**10.929.540**	▲	28%

Mii lei	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025		26/25
Numerar net din activitatea operaţională	1.690.232	894.158	▲	89%
Numerar utilizat în activitatea de investiţii	(467.129)	(393.381)	▲	19%
Numerar utilizat în activitatea de finanţare	(53.981)	(307.253)	▼	(82%)
Diminuarea netă a numerarului şi echivalentelor de numerar	**1.169.122**	**193.524**	▲	504%
Numerar şi echivalente de numerar la 1 ianuarie	583.771	707.174	▼	(17%)
Numerar şi echivalente de numerar la sfârşitul anului	**1.752.893**	**900.698**	▲	95%

In primele 9 luni 2026 rezultatele Grupului pe baza situaţiilor financiare consolidate OMFP au înregistrat o creştere în comparaţie cu aceeaşi perioadă a anului trecut, pe fondul creşterii veniturilor operaţionale cu 17%, în condiţiile creşterii cu 5% a cheltuielilor operaţionale (inclusiv amortizarea).

Situaţia poziţiei financiare OMFP 2844/2016

Situaţia consolidată a poziţiei financiare se prezintă astfel:

Mii lei	30 septembrie 2026	31 dec 2025
Active imobilizate		
Imobilizări corporale	6.900.632	6.414.639
Imobilizari af. drepturilor de utilizare a activelor luate in leasing	57.361	6.958
Imobilizări necorporale	182.803	259.223
Titluri puse in echivalenta	3.073	3.372
Imobilizări financiare	40.587	40.309
Total active imobilizate	**7.184.455**	**6.724.502**
Active circulante		
Stocuri	54.375	60.662
Creanțe comerciale și alte creanțe	5.004.870	3.371.004
Impozit pe profit de recuperat	141	12.181
Numerar și echivalente de numerar	1.754.510	761.192
Total active circulante	**6.813.896**	**4.205.038**
Total active	**13.998.351**	**10.929.540**
Capitaluri proprii		
Capital social	733.031	733.031
Prima de emisiune	50.222	50.222
Rezerve legale	146.606	146.606
Rezerve din reevaluare	1.415.471	1.496.393
Alte rezerve	336.292	299.170
Rezultatul reportat	4.023.811	3.346.732
Total capitaluri proprii atibuibile proprietarilor Grupului	**6.705.433**	**6.072.155**
Interese minoritare	-	-
Total capitaluri proprii	**6.705.433**	**6.072.155**
Datorii pe termen lung		
Venituri în avans pe termen lung	1.607.798	831.220
Împrumuturi pe termen lung	1.015	1.471
Alte imprumuturi si datorii asimilate-Leasing-termen lung	44.709	3.181
Datorii privind impozitele amânate	223.354	225.152
Obligații privind beneficiile angajaților	88.113	83.979
Alte datorii pe termen lung	-	-
Total datorii pe termen lung	**1.964.989**	**1.145.002**
Datorii curente		
Datorii comerciale și alte datorii	5.203.155	3.424.075
Alte imprumuturi si datorii asimilate-Leasing-termen scurt	13.011	3.629
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	23.483	22.585
Împrumuturi pe termen scurt	2.660	184.354
Provizioane	25.639	38.399
Venituri în avans pe termen scurt	48.816	24.041
Impozit pe profit de plată	-	-
Obligații privind beneficiile angajaților ts	11.165	15.299
Total datorii curente	**5.327.929**	**3.712.383**
Total capitaluri proprii și datorii	**13.998.351**	**10.929.540**

Contul de profit şi pierdere OMFP 2844/2016

Situaţia contului de profit şi pierdere, la nivel de Grup, se prezintă astfel

Mii *lei*	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Venituri din exploatare		
Venituri din serviciul de transport	1.951.458	1.665.732
Venituri din servicii de sistem	570.939	395.105
Venituri privind piața de echilibrare	2.220.903	2.039.446
Alte venituri	130.973	79.915
Cheltuieli din exploatare		
Cheltuieli pentru operarea sistemului	(562.287)	(486.687)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	(2.217.172)	(2.039.417)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(447.943)	(551.081)
Amortizare	(316.527)	(299.086)
Cheltuieli cu personalul	(397.747)	(403.199)
Reparații și mentenață	(32.344)	(48.167)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	(30.823)	(20.781)
Alte cheltuieli din exploatare	(193.164)	(147.845)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	(6.052)	(3.731)
Alte castiguri sau pierderi	11.942	(1.752)
Rezultat din exploatare	**682.157**	**178.453**
Venituri financiare	30.814	33.285
Cheltuieli financiare	(3.166)	(3.860)
Cota parte din profit/(pierdere) a investitiilor	(300)	(269)
Rezultat financiar net	**27.348**	**29.156**
Rezultat înainte de impozitul pe profit	**709.505**	**207.609**
Impozit pe profit	(82.779)	(20.274)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue	**626.726**	**187.335**
REZULTATUL EXERCITIULUI		
Atribuibil:		
Proprietarilor Grupului	626.726	187.335
Intereselor Minoritare	-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	**8,55**	**2,56**

Fluxuri de trezorerie OMFP 2844/2016

Situaţia fluxurilor de trezorerie, la nivel de Grup, se prezintă astfel:

Mii lei	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profit/Pierdere netă	**626.726**	**187.335**
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	**981.427**	**480.135**
Modificări în:		
Stocuri	7.909	(12.059)
Clienți și conturi asimilate	(1.635.487)	1.331.230
Datorii comerciale și alte datorii	1.809.529	(1.114.924)
Titluri puse în echivalenţă	300	269
Alte impozite şi obligaţii pentru asigurări sociale	897	(4.227)
Venituri în avans	598.844	258.448
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	**1.763.419**	**938.872**
Dobânzi plătite	(1.415)	(1.534)
Impozit pe profit plătit	(71.771)	(43.180)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	**1.690.232**	**894.158**
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiţii		
Achiziţii de imobilizări corporale şi necorporale	(746.927)	(435.111)
Titluri de participare deţinute la GECO Power Company	-	(3.750)
Încasări din finanţare nerambursabilă CE	239.631	9.087
Dobânzi încasate	23.577	10.110
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	8.925	3.257
Dividende încasate/plătite	7.666	23.026
Alte active financiare	-	-
Numerar net utilizat în activitatea de investiţii	**(467.129)**	**(393.381)**
Fluxuri de trezorerie utilizate in activitatea de finanţare		
Rambursări împrumuturi pe termen lung	(6.156)	(18.104)
Utilizare linie de credit capital de lucru	**-**	-
Utilizare linie de credit Filiale	-	-
Rambursări împrumuturi pe termen scurt	-	-
Plăţi leasing clădire	(10.776)	(9.613)
Dividende plătite	(37.049)	(279.536)
Numerar net utilizat în activitatea de finanţare	**(53.981)**	**(307.253)**
Numerar şi echivalente de numerar la 1 ianuarie	583.771	707.174
Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	1.169.122	193.524
Numerar şi echivalente de numerar la sfârşitul perioadei	**1.752.893**	**900.698**

Indicatori OMFP 2844/2016

Indicatori cifre consolidate OMFP 2844/2016, mii lei	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Totalul activelor	13.998.351	10.929.540
Cifra de afaceri	4.743.300	5.513.252

Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicatori	Formula de calcul	30 sept 2026	31 dec 2025
Indicatorul lichidităţii curente (x)	Active curente / Datorii curente	1,28	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat x 100 / Capital propriu	0,92%	3,17%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat x 100 / Capital angajat	0,91%	3,07%
Viteza de rotaţie clienţi (zile)	Sold mediu clienţi**x nr.zile / Cifra de afaceri	64,69	71,96
Viteza de rotaţie active imobilizate (x)	Cifra de afaceri / Active imobilizate	0,66	0,82

** In cadrul indicatorilor gradului de îndatorare, capitalul împrumutat contine împrumuturile pe termen scurt, împrumuturile pe termen lung şi alte împrumuturi/datorii asimilate pe termen scurt şi 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 pieţe, schema de cogenerare și supracompensarea, nu au fost incluse în soldul mediu.*

II. Situaţia economică financiară conform cifre financiare IFRS-UE

Rezultate consolidare

Rezultatele financiare ale activităţii Grupului au fost următoarele:

Mii Lei	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025		26/25
Venituri din exploatare	4.874.273	4.179.274	▲	17%
Cheltuieli din exploatare*	(3.875.589)	(3.702.658)	▲	5%
EBITDA	**998.683**	**476.615**	▲	110%
Amortizare	(248.246)	(230.852)	▲	8%
EBIT	**750.438**	**245.764**	▲	205%
Rezultat financiar net	27.348	29.156	▼	(6%)
EBT	**777.786**	**274.920**	▲	183%
Impozit pe profit	(93.704)	(31.044)	▲	202%
REZULTAT NET	**684.082**	**243.876**	▲	181%

**Cheltuieli exploatare excluzând amortizarea*

Mii lei	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025		26/25
Active imobilizate	7.045.031	6.516.795	▲	8%
Active circulante	6.813.897	4.205.038	▲	62%
ACTIVE TOTALE	**13.858.927**	**10.721.834**	▲	29%
Capitaluri proprii	6.588.317	5.897.682	▲	12%
Interese minoritare	-	-	-	-
Datorii pe temen lung	1.942.681	1.111.770	▲	75%
Datorii pe termen scurt	5.327.929	3.712.382	▲	44%
CAPITALURI PROPRII şi DATORII	**13.858.927**	**10.721.834**	▲	29%

Mii lei	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025		26/25
Numerar net din activitatea operaţională	1.690.232	894.157	▲	89%
Numerar utilizat în activitatea de investiţii	(467.129)	(393.381)	▲	19%
Numerar utilizat în activitatea de finanţare	(53.981)	(307.253)	▼	(82%)
Diminuarea netă a numerarului şi echivalentelor de numerar	**1.169.122**	**193.524**	▲	504%
Numerar şi echivalente de numerar la 1 ianuarie	583.771	707.174	▼	(17%)
Numerar şi echivalente de numerar la sfârşitul anului	**1.752.893**	**900.698**	▲	95%

In primele 9 luni 2026 rezultatele Grupului pe baza situatiilor financiare consolidate IFRS-UE au înregistrat o creştere în comparaţie cu aceeaşi perioadă a anului trecut, pe fondul creşterii veniturilor operţionale cu 17%, în condiţiile creşterii cu 5% a cheltuielile operaţionale (inclusiv amortizarea).

Situaţia poziţiei financiare IFRS-UE

Situaţia consolidată a poziţiei financiare se prezintă astfel:

Mii lei	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Active imobilizate		
Imobilizări corporale	6.900.632	6.414.639
Imobilizari af. drepturilor de utilizare a activelor luate in leasing	57.361	6.958
Imobilizări necorporale	43.378	51.517
Titluri puse in echivalenta	3.073	3.372
Imobilizări financiare	40.587	40.309
Total active imobilizate	**7.045.031**	**6.516.795**
Active circulante		-
Stocuri	54.375	60.662
Creanțe comerciale și alte creanțe	5.004.870	3.371.004
Impozit pe profit de recuperat	141	12.181
Numerar și echivalente de numerar	1.754.510	761.192
Total active circulante	**6.813.897**	**4.205.039**
Total active	**13.858.927**	**10.721.834**
Capitaluri proprii		
Capital social	733.031	733.031
Prima de emisiune	50.222	50.222
Rezerve legale	146.606	146.606
Rezerve din reevaluare	1.415.471	1.496.393
Alte rezerve	336.292	299.170
Rezultatul reportat	3.906.694	3.172.260
Total capitaluri proprii atibuibile proprietarilor Grupului	**6.588.317**	**5.897.682**
Interese minoritare	-	-
Total capitaluri proprii	**6.588.317**	**5.897.682**
Datorii pe termen lung		
Venituri în avans pe termen lung	1.607.798	831.220
Împrumuturi pe termen lung	1.015	1.471
Alte imprumuturi si datorii asimilate-Leasing-termen lung	44.709	3.181
Datorii privind impozitele amânate	201.046	191.919
Obligații privind beneficiile angajaților	88.113	83.979
Alte datorii pe termen lung	-	-
Total datorii pe termen lung	**1.942.681**	**1.111.770**
Datorii curente		
Datorii comerciale și alte datorii	5.203.155	3.424.075
Alte imprumuturi si datorii asimilate-Leasing-termen scurt	13.011	3.629
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	23.483	22.585
Împrumuturi pe termen scurt	2.660	184.354
Provizioane	25.639	38.399
Venituri în avans pe termen scurt	48.816	24.041
Impozit pe profit de plată	-	-
Obligații privind beneficiile angajaților ts	11.165	15.299
Total datorii curente	**5.327.929**	**3.712.382**
Total capitaluri proprii și datorii	**13.858.927**	**10.721.834**

Contul de profit şi pierdere IFRS-UE

Situaţia contului de profit şi pierdere, la nivel de Grup, se prezintă astfel:

Mii lei	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Venituri din exploatare		
Venituri din serviciul de transport	1.951.458	1.665.732
Venituri din servicii de sistem	570.939	395.105
Venituri privind piața de echilibrare	2.220.903	2.039.446
Alte venituri	130.973	78.991
Cheltuieli din exploatare		
Cheltuieli pentru operarea sistemului	(562.287)	(486.687)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	(2.217.172)	(2.039.417)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(447.943)	(551.081)
Amortizare	(248.246)	(230.852)
Cheltuieli cu personalul	(397.747)	(403.199)
Reparații și mentenață	(32.344)	(48.167)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	(30.823)	(20.781)
Alte cheltuieli din exploatare	(193.164)	(147.845)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	(6.052)	(3.731)
Alte castiguri sau pierderi	11.942	(1.752)
Rezultat din exploatare	**750.438**	**245.764**
Venituri financiare	30.814	33.285
Cheltuieli financiare	(3.166)	(3.860)
Cota parte din profit/(pierdere) a investitiilor	(300)	(269)
Rezultat financiar net	**27.348**	**29.156**
Rezultat înainte de impozitul pe profit	**777.786**	**274.920**
Impozit pe profit	(93.704)	(31.044)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue	**684.082**	**243.876**
REZULTATUL EXERCITIULUI		
Atribuibil:		
Proprietarilor Grupului	684.082	243.876
Intereselor Minoritare	-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	**9,33**	**3,33**

Fluxuri de trezorerie IFRS-UE

Situaţia fluxurilor de trezorerie, la nivel de Grup, se prezintă astfel:

Mii lei	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profit/Pierdere netă	**684.082**	**243.876**
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	**981.427**	**480.133**
Modificări în:		
Stocuri	7.909	(12.059)
Clienți și conturi asimilate	(1.635.487)	1.331.230
Datorii comerciale și alte datorii	1.809.529	(1.114.924)
Titluri puse în echivalenţă	300	269
Alte impozite şi obligaţii pentru asigurări sociale	897	(4.227)
Venituri în avans	598.844	258.448
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	**1.763.419**	**938.871**
Dobânzi plătite	(1.415)	(1.534)
Impozit pe profit plătit	(71.771)	(43.180)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	**1.690.232**	**894.157**
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiţii		
Achiziţii de imobilizări corporale şi necorporale	(746.927)	(435.111)
Titluri de participare deţinute la GECO Power Company	-	(3.750)
Încasări din finanţare nerambursabilă CE	239.631	9.087
Dobânzi încasate	23.577	10.110
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	8.925	3.257
Dividende încasate/plătite	7.666	23.026
Alte active financiare	-	-
Numerar net utilizat în activitatea de investiţii	**(467.129)**	**(393.381)**
Fluxuri de trezorerie utilizate in activitatea de finanţare		
Rambursări împrumuturi pe termen lung	(6.156)	(18.104)
Utilizare linie de credit capital de lucru	-	-
Utilizare linie de credit Filiale	-	-
Rambursări împrumuturi pe termen scurt	-	-
Plăţi leasing clădire	(10.776)	(9.613)
Dividende plătite	(37.049)	(279.536)
Numerar net utilizat în activitatea de finanţare	**(53.981)**	**(307.253)**
Numerar şi echivalente de numerar la 1 ianuarie	583.771	707.174
Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	1.169.122	193.524
Numerar şi echivalente de numerar la sfârşitul perioadei	**1.752.893**	**900.698**

Indicatori IFRS-UE

Indicatori cifre consolidate IFRS-UE, mii lei	30 septembrie 2026	31 dec 2025
Totalul activelor	13.858.927	10.721.834
Cifra de afaceri	4.743.300	5.513.252

Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicatori	Formula de calcul	30 sept 2026	31 dec 2025
Indicatorul lichidităţii curente (x)	Active curente / Datorii curente	1,28	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat x 100 / Capital propriu	0,93%	3,27%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	Capital împrumutat x 100 / Capital angajat	0,92%	3,16%
Viteza de rotaţie clienţi (zile)	Sold mediu clienţi**x nr.zile / Cifra de afaceri	64,69	71,96
Viteza de rotaţie active imobilizate (x)	Cifra de afaceri / Active imobilizate	0,67	0,85

** In cadrul indicatorilor gradului de îndatorare, capitalul împrumutat contine împrumuturile pe termen scurt, împrumuturile pe termen lung şi alte împrumuturi/datorii asimilate pe termen scurt şi 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 pieţe, schema de cogenerare şi supracompensarea, nu au fost incluse în soldul mediu.*



EVENIMENTE IMPORTANTE

- **Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor TEL 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 emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, 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 invesitorii 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 acţionarii şi 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.

- **Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor TEL din 29 aprilie 2026**

Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica"–SA, întrunită în şedinţă în data 29 aprilie 2026 a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- punctul 1 de pe ordinea de zi, a aprobat înstrăinarea imobilului proprietatea Companiei, din Județul Mureș, municipiul Târgu Mureș, str. Tamas Erno nr. 3, descris în Nota nr.11588/26 februarie 2026, în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR,
- punctul 2 de pe ordinea de zi, a aprobat încheierea unui act adițional la Contractul încheiat cu BCR, având ca obiect suplimentarea liniei de credit cu 200.000.000 lei (de la valoarea de 175.000.000 lei la valoarea de 375.000.000 lei).

- **Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Ordinară a Acționarilor TEL din 22 mai 2026**

Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica"–SA, întrunită în şedinţă în data 22 mai 2026 a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- punctul 1 pe ordinea de zi a aprobat programul de investiţii al CNTEE "Transelectrica" – S.A. pe anul 2026 și estimările cheltuielilor de investiții pentru anii 2027 și 2028 și delegarea Directoratului Companiei să aprobe modificările (reviziile și rectificările) sumelor alocate și/sau obiectivelor de investiții cuprinse în PAI 2026, fără depășirea surselor de finanțare,
- punctul 2 pe ordinea de zi a aprobat Bugetul de venituri și cheltuieli pentru anul 2026 și estimările pentru perioada 2027-2028,
- punctul 3 pe ordinea de zi, a aprobat situațiile financiare separate ale CNTEE „Transelectrica"–S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2025.
- punctul 4 pe ordinea de zi a aprobat situațiile financiare consolidate ale CNTEE „Transelectrica"–S.A. întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025,
- punctul 5 pe ordinea de zi a aprobat situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025,
- punctul 6 pe ordinea de zi a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 359.825.194 lei,

- punctul 7 pe ordinea de zi a aprobat dividendul brut pe acțiune din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2025, la valoarea 0,48 lei,
- punctul 8 pe ordinea de zi a aprobat descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului şi a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2025,
- punctul 9 pe ordinea de zi a aprobat Raportul de remunerare aferent anului financiar 2025,
- punctul 10 pe ordinea de zi a aprobat ”Politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a CNTEE „Transelectrica”–S.A. revizuită la nivelul lunii martie 2026”,
- punctul 11 pe ordinea de zi a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exerciţiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
- punctul 12 pe ordinea de zi a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate pentru exerciţiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
- punctul 13 pe ordinea de zi a aprobat stabilirea datei de 09 iulie 2026 ca dată „ex date”, dată calendaristică de la care acțiunile Companiei obiect al Hotărârii Adunării generale ordinare a acționarilor se tranzacționează fără drepturile care derivă din respectiva hotărâre,
- punctul 14 pe ordinea de zi a aprobat stabilirea datei de 10 iulie 2026 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor,
- punctul 15 pe ordinea de zi a aprobat stabilirea datei de 30 iulie 2026 ca „data plății” dividendului din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2025.

- **Finalizarea lucrărilor de realizare a stației electrice de transformare 400 kV Reșița și retehnologizare a stației electrice de transformare de 220/110 kV Reșița**

Compania Transelectrica a inaugurat în data de 26 mai 2026 finalizarea lucrărilor de realizare a stației electrice de transformare 400 kV Reșița și retehnologizare a stației electrice de transformare de 220/110 kV Reșița, județul Caraș-Severin.

Investiția, în valoare de 175,9 milioane lei (fără TVA), a fost realizată integral din surse proprii.

Lucrările au fost realizate de Asocierea Siemens Energy SRL (lider), Electrogrup SA, Retrasib SA și subcontractorul Energotech, precum și de Dacom Impex SRL și se înscriu în proiectul strategic „Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier–Reșița–Timișoara Săcălaz–Arad/ Stația 400/220/110 kV Reșița”.

Proiectul a inclus construirea unei noi stații de 400 kV și retehnologizarea completă a nivelurilor de tensiune existente de 220/110 kV.

Stația Reșița reprezintă un nod important al magistralei energetice de 400 kV din vestul țării - Axul Banat, asigurând tranzitul energiei electrice între Porțile de Fier, Reșița, Timișoara și Arad.

Totodată, în această perioadă sunt în derulare, în diferite etape, proiecte importante pentru trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad.

- **Implementarea cu succes a Cuplării Hibride Avansate în Regiunea Core**

Operatorii de Transport și Sistem (OTS) și Operatorii Pieței de Energie Electrică Desemnați (OPEED) au confirmat, conform unui comunicat de presă din data de 18.06.2026, implementarea cu succes a Cuplării Hibride Avansate (Advanced Hybrid Coupling) pentru o serie de interconexiuni între zonele de ofertare dintre Regiunea de Calcul al Capacității Core (Core CCR) și regiunile Baltică, Hansa, Nordică și Sud-Est Europeană (SEE), în cadrul mecanismului de Cuplare Unică a Pieței pentru Ziua Următoare (SDAC).

Acest moment important reprezintă un pas semnificativ în integrarea și dezvoltarea continuă a pieței europene de energie electrică.

Implementarea a fost posibilă datorită cooperării strânse și constructive dintre structurile de coordonare ale Core CCR – care au sprijinit implementarea AHC la nivelul granițelor regiunii – și structurile de coordonare SDAC, care au asigurat integrarea eficientă a acesteia în piața pentru ziua următoare.

- **Sistemul Electroenergetic Național depășește borna de 2.500 MW de noi capacități de producție și stocare conectate la rețea în 2026**

În data de 20 august 2026, Compania a anunțat faptul că Sistemul Electroenergetic Național (SEN) a depășit pragul de 2.500 MW de noi capacități de producție și stocare conectate la rețea de la începutul anului 2026.

Borna de 2.500 MW a fost depășită odată cu conectarea la rețea a unei noi instalații de stocare – IS Părău – cu o capacitate de 76,76 MW / 150,288 MWh.

Capacitățile sunt conectate atât la Rețeaua Electrică de Transport (RET), cât și la rețelele electrice de distribuție și se află în diferite etape: de la capacități care dețin deja licență de exploatare comercială până la instalații aflate în etapa testelor funcționale interne și a testelor de conformitate.

Structura pe tipuri de resursă a capacităților instalate în anul 2026, în total 2514 MW, este următoarea:

• Hidrocarburi – 20 MW;
• Eolian – 496 MW;
• Stocare – 663 MW;
• Fotovoltaic – 1331 MW;
• Biogaz – 5 MW.

Capacitățile care au depășit pragul de 2.500 MW includ atât noi centrale de producție a energiei electrice, cât și instalații de stocare, contribuind la diversificarea mixului energetic și la creșterea resurselor disponibile pentru funcționarea SEN.

Până la sfârșitul anului 2026 se estimează ca vor fi conectate la rețea noi capacități de aproximativ 1.000 MW în centrale electrice fotovoltaice și eoliene, aproximativ 1.000 MW în instalații de stocare, la care se adaugă capacitățile de producție pe gaze naturale din centralele de la Mintia și Iernut.

- **Transelectrica a semnat două contracte de finanțare de peste 350 de milioane de lei din Fondul pentru Modernizare pentru investiții în digitalizarea și modernizarea Rețelei Electrice de Transport**

Compania a semnat în data de 28 august 2026, cu Ministerul Energiei, două contracte de finanțare din Fondul pentru Modernizare, în valoare totală de peste 351 de milioane de lei, pentru proiectele de investiții „Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines” și „Creșterea calității reglajului de tensiune în stația Gutinaș”.

Cele două investiții vizează creșterea siguranței și eficienței în funcționare a Rețelei Electrice de Transport, prin implementarea unor tehnologii avansate de monitorizare și reglaj, precum și creșterea capacității Sistemului Electroenergetic Național de a integra noi capacități de producție din surse regenerabile.

Comisia Europeană a aprobat finanțarea nerambursabilă din Fondul pentru Modernizare pentru cele două proiecte, valoarea totală aprobată fiind de 351.143.076,76 lei, fără TVA, echivalentul a aproximativ 67 de milioane de euro.

Pentru proiectul „Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines”, valoarea totală aprobată din Fondul pentru Modernizare este de 18.623.422,30 euro, echivalentul a 97.650.052,49 lei, fără TVA. Obiectivul principal al proiectului este creșterea siguranței în funcționare a liniilor electrice aeriene, prin diagnoza și estimarea online a stării tehnice a acestora, pe baza datelor obținute în timp real.

În ceea ce privește proiectul „Creșterea calității reglajului de tensiune în stația Gutinaș”, valoarea totală aprobată din Fondul pentru Modernizare este de 48.345.162,35 euro, echivalentul a 253.493.024,27 lei, fără TVA. Proiectul vizează modernizarea rețelei de transport al energiei electrice din zona Moldovei prin implementarea unei soluții avansate de reglaj dinamic al tensiunii.

- **Hotărârea nr. 6 a Adunării Generale Ordinară a Acționarilor SMART SA din 29 mai 2026**

Adunarea generală a acţionarilor Societății pentru Servicii de Mentenanţă a Reţelei Electrice de Transport Smart S.A. întrunită în ședință în data de 29 mai 2026 a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- aprobarea situațiilor financiare anuale încheiate de SMART S.A. la data de 31.12.2025,
- aprobarea acoperirii pierderii contabile înregistrate la data de 31 decembrie 2025,
- aprobarea repartizării profitului net la data de 31 decembrie 2025,
- aprobarea descărcării de gestiune a administratorilor pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31.12.2025.

- **Hotărârea AGA SMART nr.7/03.07.2026**

Adunarea generală a acţionarilor Societății pentru Servicii de Mentenanţă a Reţelei Electrice de Transport Smart S.A. a aprobat bugetul de venituri și cheltuieli pe anul 2026 și proiecțiile pentru anii 2027-2028.

- **Hotărârea AGA SMART nr.8/23.07.2026**

Adunarea generală a acţionarilor Societății pentru Servicii de Mentenanţă a Reţelei Electrice de Transport Smart S.A. a numit ca administratori ai societăţii următoarele persoane: Andrei Gabriela, Cozmanciuc Corneliu Mugurel, cu durata mandatului până la data de 22.12.2028, a stabilit remuneraţia, forma contractului, provizoriu pe Adrian-Cristian Constantin pentru un mandat de 5 luni începând cu data de 02.04.2025 și pâna la data de 01.09.2025, fiindu-le opozabili indicatorii-cheie de performanţă aprobaţi prin Hotărâre AGA nr.11/2025 constituită ca anexă la contractul de mandat.

- **Hotărârea nr. 5 a Adunării Generale Ordinară a Acționarilor TELETRANS SA din 28 mai 2026**

Adunarea generală a acţionarilor Societăţii pentru Servicii de Telecomunicaţii şi Tehnologia Informaţiei în Reţele Electrice de Transport „TELETRANS” S.A. („Societatea”), ținută în data de 28 mai 2026, cu respectarea prevederilor art. 125 alin. (1) și (2) din Legea societăţilor nr. 31/1990, republicată, cu modificările şi completările ulterioare, precum şi ale Actului constitutiv al Societăţii, a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- a luat act de Raportul Comitetului de Remunerare și Nominalizare din cadrul Consiliului de administrație al societății TELETRANS S.A., privind remunerațiile membrilor Consiliului de administrație și Directorilor aferente anului financiar 2025,
- aprobarea situațiilor financiare anuale ale Societății pentru Servicii de Telecomunicaţii şi Tehnologia Informaţiei în Reţele Electrice de Transport „TELETRANS” - S.A. întocmite la data de 31.12.2025,
- aprobarea propunerii de repartizare a profitului net aferent anului finaciar 2025,
- aprobarea descărcării de gestiune a Consiliului de administrație pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31.12.2025.

- **Hotărârea nr. 6 a Adunării Generale Ordinară a Acționarilor TELETRANS SA din 30 iunie 2026**

Adunarea generală a acţionarilor Societăţii pentru Servicii de Telecomunicaţii şi Tehnologia Informaţiei în Reţele Electrice de Transport „TELETRANS” S.A. („Societatea”), ținută în data de 30 iunie 2026, a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- aprobarea bugetului de venituri și cheltuieli pe anul 2026 al societăţii TELETRANS S.A., precum și estimările pentru perioada 2027-2028,
- Prin raportare la calitatea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A. de acționar unic al filialei Societatea pentru Servicii de Telecomunicaţii şi Tehnologia Informaţiei în Reţele Electrice de Transport „TELETRANS” S.A., precum și la dispozițiile legislației aplicabile în

domeniul achizițiilor publice, pentru înlăturarea oricărui dubiu, aprobarea dată potrivit art 1. alin. (1) al prezentei hotărâri nu constituie în nici un caz o aprobare a unor venituri având ca temei raporturi contractuale între societate și Compania Națională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A.

- **Hotărârea AGA Teletrans nr.8/25.09.2025**

AGA Teletrans a luat act de Raportul privind activitatea Consiliului de administraţie pentru semestrul I an 2026 întocmit în temeiul art. 55 alin. (1) OUG nr.109/2011, a aprobat Raportul de activitate al CA, întocmit pentru perioada 01.01.2025 – 31.12.2025, privind execuţia mandatelor colective şi individuale ale administratorilor şi a Planului de administrare 2025 – 2028, elaborat şi înaintat acţionarilor în vederea aprobării de către AGA, în temeiul art.30 alin.7 din OUG 109/2011 a Rapoartelor de evaluare individuale ale administratorilor Teletrans pentru 2025, a aprobat Raportul privind evaluarea anuală pentru anul 2025 a activităţii dnului Victor Andrei DIMITRIU, membru al CA privind executarea Contractului de mandat nr. C2573/15.11.2024 şi a Planului de Acministrare Teletrans 2025-2028, a aprobat Raportul privind evaluarea anuală pentru anul 2025 a activităţii dnului Decebal BĂESCU, membru al CA privind executarea Contractului de mandat nr. C2574/15.11.2024 şi a Planului de Acministrare Teletrans 2025-2028.

LITIGII

- **RAAN**

În dosarul nr. **9089/101/2013**, la data de 19.09.2013, Tribunalul Mehedinţi a dispus deschiderea procedurii generale a insolvenţei împotriva RAAN.

La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinţi a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activităţi Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociatii SPRL şi 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 contestaţie la tabelul suplimentar de creanţe, care a făcut obiectul dosarului nr. 9089/101/2013/a152 împotriva debitoarei RAAN, întrucât lichidatorul judiciar nu a înscris o creanţă în valoare de 78.096.209 lei pe motiv că “aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidenţele 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, soluţia Tribunalului Mehedinți: s-a admis excepţia decăderii. S-a admis în parte acţiunea principală precum şi contestaţia conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950.117,14 lei creanţă 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. Pronunţată în şedinţă 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 creanţe: 19.113.256 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanţe, valorificare bunuri şi îndeplinirea celorlalte operaţiuni de lichidare: **09.12.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanţelor 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. Solutia CAB 27.09.2021: Suspendă judecata apelului până la soluţionarea definitivă a dosarelor

nr.28458/3/2017, nr.26024/3/2015. Soluţia din data de 23.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de repunere a cauzei pe rol. Menţine suspendată judecata apelului. La termenul din data de 20.05.2024 a fost admis apelul, s-a schimbat sentinţa 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 şi penalităţi, cu drept de recurs. Hotarâre 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, pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă**.

- **MUNICIPIUL REŞIŢA**

Dosarul nr. **2494/115/2018****, înregistrat pe rolul Tribunalului Caraş Severin.

Obiectul dosarului: Prin cererea de chemare în judecată, reclamantul Municipiul Reşiţa solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata următoarelor sume: 2.129.765,86 lei, reprezentând chiria pentru suprafaţa 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 scadenţă şi până la plata efectivă.

Soluţia Tribunalului CS: Suspendă judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reşiţa, prin Primar, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenţii, în temeiul art. 413 alin.(1) pct.1 C.pr.civ. Cu recurs cât timp durează suspendarea cursului judecării procesului, la instanţa ierarhic superioară. Document: Încheiere - Suspendare 22.03.2021.

Suspendarea judecării cauzei s-a dispus pana la soluţionarea definitivă a dosarului nr. 3154/115/2018* al Tribunalului Caraş Severin.

La termenul din data de 02.03.2023 s-a suspendat judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reşiţa, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenţii. Cu drept de recurs pe toată durata suspendării judecăţii.

La termenul din 27.06.2024 s-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe notele de sedintă, 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 Reşiţa ca urmare a cererii formulate de către expert.

În data de 19.09.2024 s-a încuviinţat cererea reclamantului de amânare a cauzei şi 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 părţi. S-a amânat judecarea cauzei, faţă de lipsa raportului de expertiză, la data de 10.10.2024.

În data de 10.10.2024 s-a stabilit în sarcina reclamantei şi 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 şi formularea eventualelor obiecţiuni, de către reprezentanţii părţilor. S-a amânat judecarea cauzei la termenele 13.02.2025, 20.02.2025 şi ulterior la 27.02.2025.

La termenul din 27.02.2025, instanţa a respins excepţia prescripţiei dreptului la acţiune privind pretenţiile constând în chiria aferentă anului 2015 şi excepţia tardivităţii formulării modificărilor de acţiune, excepţii invocate de pârâta Transelectrica. A calificat excepţia lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. A respins cererea de chemare în judecată formulată de pârâtul Municipiul Reşiţa 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 sentinţei civile nr. 150/27.02.2025, pronunţată de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** formulată de pârâta Transelectrica. S-a dispus completarea dispozitivului cu următoarea dispoziţie: 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.

În data de 06.05.2026 instanţa a respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinţei civile nr. 150/ 27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** ca nefondat. A respins cererea intimatei-pârâte având ca obiect obligarea apelantei-reclamante la plata cheltuielilor de judecată ca nefondată. Admite excepţia tardivităţii formulării cererii de apel împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** invocată de intimata-pârâtă. Decade apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar din dreptul de a formula cererea de apel. Anulează apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica S.A. împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**.

- **ANAF**

În anul 2017 s-a finalizat Inspecția fiscală generală începută la sediul Transelectrica SA la data de 14.12.2011, control ce a vizat perioada decembrie 2005 – decembrie 2010.

Inspecţia fiscală generală a început la data de 14.12.2011 şi s-a încheiat la 26.06.2017, data discuţiei finale cu Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării controlului, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, respectiv impozit pe profit și TVA, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întarziere) aferente cu privire la serviciile de sistem tehnologice de sistem (STS) facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspecției fiscale.

Potrivit Deciziei de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 în sumă totală de 99.013.399 lei, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, în sumă de 35.105.092 lei, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/ majorări de întarziere și penalități de întârziere), în sumă de 63.908.307 lei.

În principal, Raportul de inspecție fiscală al ANAF a consemnat următoarele obligații de plată suplimentare: impozit pe profit în sumă de 13.726.800 lei, precum și accesorii, datorate pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă (acestea au fost distruse în incendiul izbucnit în noaptea de 26-27 iunie 2009, la punctul de lucru din clădirea Millenium Business Center din str. Armand Călinescu nr. 2-4, sector 2, unde Compania își desfășura activitatea), documente cu regim special.

Aceste facturi au făcut obiectul unui litigiu cu ANAF care a emis un raport de inspecție fiscală în data de 20 septembrie 2011 prin care a fost estimată TVA colectată pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă.

Compania a contestat în termenul legal, conform OG nr. 92/2003 privind Codul de procedură fiscală, Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

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 excepţia necompetenţei materiale a Curţii de Apel Bucureşti – SCAF. Declină în favoarea Judecătoriei Sector 1 Bucureşti competenţa materială de soluţionare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunţată în şedinţă 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 judecăţii formulată de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluţionarea definitivă a dosarului nr. 1802/2/2018, aflat pe rolul Curţii de Apel Bucureşti, Secţia a VIII-a contencios administrativ şi fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 Bucureşti. Pronunţată in şedinţă 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 pe parcursul mai multor termene. Următorul termen de judecată în data de **28.01.2027**.

- **CONAID COMPANY SRL**

Obiectul dosarului nr. **36755/3/2018** este Constatare refuz nejustificat încheiere act adiţional contract racordare RET C154/2012 şi pretenţii în valoare de 17.216.093,43 lei, paguba suferită şi 100.000 euro, contravaloare beneficiu nerealizat estimat.

La termenul din 03.01.2024 TMB admite excepţia prescripţiei dreptului material la acţiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel in 30 de zile de la comunicare. Hotarâre 4/2024.

Conaid Company SRL a declarat appel cu termen de judecată fixat în data de 27.03.2025. La termenul din 27.03.2025 instanţa admite apelul. Anulează sentinţa civilă apelată şi trimite cauza primei instanţe, pentru soluţionarea 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, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia 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 in martie 2019.

- **OPCOM**

Dosar nr. **22567/3/2019** - Obiectul dosarului: acţiune în pretenţii 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 in baza Contractului de imprumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanţarea proiectului de investiţii "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 soluţionarea definitivă a dosarului 31001/3/2017, având ca obiect acţiune 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).

Soluţia TMB Admite excepţia prescripţiei. Respinge acţiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Solutia CAB conform hotarârii 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 pronunţată de CAB. In data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 şi s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiaşi instanţe. **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 Naţională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA" S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieţei de Energie Electrică şi Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a V-a civilă. Respinge cererile părţilor 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 nr. **24242/3/2021** - Tribunalul Bucureşti Secţia 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 excepţia inadmisibilităţii 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 PIEŢEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ŞI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti - Secţia 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: **08.12.2026**.

La 30 septembrie 2026, Compania nu are înregistrat provizion pentru acest litigiu.

- **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 de 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 judecata 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 Bucureşti - Secţia a VIII a CAF. Pronunţată azi, 14.10.2025, prin punerea soluţiei la dispoziţia părţilor prin mijlocirea grefei instanţei. Document: Hotarâre 1342/2025 14.10.2025.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 in vederea soluţionării declaraţiei de abţinere formulată de doamna judecător Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanta Respinge ca neîntemeiată cererea de abţinere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecător Pavelescu Silvia.

Termen de judecată: **03.11.2026**

- **ALTELE**

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: IBN Energy SRL, Liberty Galați SRL, Total Electric Oltenia SA, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Brăila, CET Govora, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, ISPE, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy, Dinergy Power 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 şi plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.193.869 de la data de 21.12.2021 şi până la data plăţii efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51.378,78 lei cu titlu de taxa de timbru şi 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. La termenul din data de 08.05.2026 instanţa amână pronunţarea pentru data de **22.05.2026** prin punerea soluţiei la dispoziţia părţilor de către grefa instanţei.

EVENIMENTE ULTERIOARE

- **Hotărârea nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor TEL din 06 octombrie 2026**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Transelectrica întrunită în data de 06 octombrie 2026, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, 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, a hotărât aprobarea rectificării Bugetului de venituri și cheltuieli pentru anul 2026 și estimările pentru perioada 2027-2028.

- **Convocarea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor TEL**

Directoratul Companiei a convocat, în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală extraordinară a acționarilor în data de 09 noiembrie 2026 având următoarea ordine de zi:

1. Aprobarea Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035, în forma finală aprobată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în data de 03 septembrie 2026;
2. Aprobarea înstrăinării imobilului proprietatea Companiei din Județul Argeș, orașul Ștefănești, str. Cavalerului nr. 4E (fost nr. 323), în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR;

3. Informarea privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligaţii importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și credite și garanţii pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro.

- **Transelectrica a finalizat o investiție strategică pentru creșterea siguranței Sistemului Electroenergetic Național. Instalațiile STATCOM de la Sibiu Sud și Bradu, finanțate prin Fondul pentru Modernizare, sunt realizate în premieră în sudul Europei**

În data de 15 octombrie 2026, Transelectrica a marcat la Stația Electrică de Transformare Sibiu Sud, inaugurarea instalației de tip STATCOM (Compensator Static), în cadrul unui eveniment dedicat finalizării proiectului de investiții „Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/37/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/37/20 kV Bradu", finanțat din Fondul pentru Modernizare.

Cu o valoare totală de aproximativ 260 de milioane de lei, proiectul a beneficiat de o finanțare nerambursabilă de 254,65 milioane de lei din Fondul pentru Modernizare. Investiția a fost finalizată integral în august 2026, înaintea termenului prevăzut în contractul de finanțare, respectiv mai 2027.

Proiectul a constat în instalarea a două echipamente moderne de compensare a puterii reactive, de tip STATCOM, fiecare cu o putere nominală de ±150 MVAr, în stațiile electrice Sibiu Sud și Bradu.

Cele două instalații formează un sistem de compensare a puterii reactive unic în Rețeaua Electrică de Transport din România, conceput pentru a răspunde rapid variațiilor parametrilor rețelei și pentru a susține funcționarea sigură și stabilă a Sistemului Electroenergetic Național, inclusiv în condiții de consum redus.

Tehnologia STATCOM contribuie la creșterea capacității de transport în condiții de siguranță, la reducerea riscurilor de instabilitate și la optimizarea operării rețelei în situații de congestie, variații rapide ale consumului sau alte regimuri dificile de funcționare.

Investiția răspunde astfel unor nevoi esențiale ale sistemului energetic actual: creșterea flexibilității operaționale a rețelei, consolidarea rezilienței rețelei și facilitarea integrării surselor de energie regenerabilă, a căror producție variabilă impune cerințe suplimentare de echilibrare și control al parametrilor de funcționare.

- **Convocarea Adunării Generale Ordinare a Acționarilor TEL**

Directoratul „Transelectrica"–SA, a convocat în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală ordinară a acționarilor în data de 13 noiembrie 2026, având pe ordinea de zi:

1. Aprobarea formulării unei acțiuni în pretenții în contradictoriu cu Dogaru-Tulică AdinaLoredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae, membrii Consiliului de Supraveghere care au emis Decizia nr. 25/25.06.2021, în vederea recuperării prejudiciului cauzat C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. ca urmare a revocării membrilor Directoratului (Cătălin Nițu, Ovidiu Anghel, Andreea-Mihaela Miu, Bogdan Marcu și Marius Viorel Stanciu) și împuternicirea Directoratului de a exercita acțiunea în justiție, respectiv de a promova şi semna cererea de chemare în judecată a lui Dogaru-Tulică Adina-Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae;

2. Informarea Adunării Generale a Acționarilor privind litigiile cu o valoare mai mare de 500.000 euro conform art. 25, lit. n), pct. ii al Actului constitutiv al Companiei.

- **Solicitare completare convocator ordinea de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor TEL care va avea loc în data de 09 noiembrie 2026**

Compania a adus la cunoștință publicului investitor faptul că **acționarul majoritar**, **Statul Român, prin Secretariatul General al Guvernului**, deținător a 43.020.309 acțiuni, reprezentând **58,688%** din capitalul social al Companiei, prin adresa nr. 20/31383/D.R. din 20.10.2026 (înregistrată în cadrul Transelectrica cu nr. 49613 din 20.10.2026), în temeiul art. 105 alin (3) din Legea nr. 24/2017 *privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată,* coroborat cu prevederile art. 1171 din *Legea societăţilor* nr. 31/1990, republicată, cu modificările şi completările ulterioare, **a solicitat completarea ordinii de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor convocată pentru data de 09/10.11.2026** cu următoarele puncte:

1. Notificarea privind aprobarea în ședința Guvernului din data de 16 octombrie 2026 a Memorandumului cu tema: Demararea procedurilor prealabile în vederea declarării unor imobile de interes public, prin Hotărâre a Guvernului în temeiul art.296 alin. (4) Cod administrativ, de către Secretariatul General al Guvernului, în calitate de autoritate publică tutelară pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., semnat de Prim-Ministrul României, domnul Ilie-Gavril Bolojan;

2. Aprobarea demarării procedurilor de îndeplinire a condițiilor prevăzute de art. 296 alin (4) din Codul administrativ cu privire la contravaloarea stabilită conform raportului de evaluare efectuat de către evaluatori autorizați conform legii (la momentul finalizării evaluării) a imobilelor de interes public."



CNTEE TRANSELECTRICA SA

Societate administrată în sistem dualist

Situaţii Financiare Interimare Consolidate Simplificate
la data și pentru perioada de nouă luni încheiată la
30 septembrie 2026

Întocmite în conformitate cu
Ordinul Ministrului Finanţelor Publice nr. 2844/2016

în baza Standardului de Contabilitate 34 – "Raportare Financiară Interimară"

CUPRINS

Situația consolidată a poziției financiare 3
Situația consolidată a rezultatului global 6
Situația consolidată a modificărilor capitalurilor 7
Situația consolidată a modificărilor capitalurilor proprii 8
Situația consolidată a fluxurilor de trezorerie 9
1. DESCRIEREA ACTIVITAŢII SI INFORMAŢII GENERALE 11
2. BAZELE ÎNTOCMIRII 14
3. POLITICI CONTABILE 14
4. IMOBILIZĂRI CORPORALE, NECORPORALE ȘI FINANCIARE 17
5. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE 23
6. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR 27
7. CAPITALURI PROPRII 28
8. VENITURI IN AVANS 29
9. ÎMPRUMUTURI 30
10. DATORII COMERCIALE ŞI ALTE DATORII 32
11. PROVIZIOANE 34
12. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE 34
13. IMPOZITUL PE PROFIT 35
14. VENITURI DIN EXPLOATARE 35
15. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI ŞI PIAŢA DE ECHILIBRARE 39
16. AMORTIZARE 41
17. CHELTUIELI CU PERSONALUL 42
18. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE 42
19. ALTE CÂŞTIGURI SAU PIERDERI 42
20. REZULTAT FINANCIAR NET 43
21. LITIGII ȘI CONTINGENTE 44
22. PĂRŢI AFILIATE 48
23. INSTRUMENTE FINANCIARE 49
24. EVENIMENTE ULTERIOARE 51

	Nota	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Active			
Active imobilizate	**4**		
Imobilizări corporale		6.900.632	6.414.639
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing		57.361	6.958
Imobilizări necorporale		182.803	259.223
Titluri puse în echivalenţă		3.073	3.372
Imobilizări financiare		40.587	40.309
Total active imobilizate		**7.184.455**	**6.724.502**
Active circulante			
Stocuri		54.375	60.662
Creanțe comerciale și alte creanțe	**5**	5.004.870	3.371.004
Impozit pe profit de recuperat		141	12.181
Numerar și echivalente de numerar	**6**	1.754.510	761.192
Total active circulante		**6.813.896**	**4.205.038**
Total active		**13.998.351**	**10.929.540**
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social		733.031	733.031
Prima de emisiune		50.222	50.222
Rezerve legale		146.606	146.606
Rezerve din reevaluare		1.415.471	1.496.393
Alte rezerve		336.292	299.170
Rezultatul reportat		4.023.811	3.346.732
Total capitaluri proprii atibuibile proprietarilor Grupului	**7**	**6.705.433**	**6.072.155**
Interese minoritare		-	-
Total capitaluri proprii		**6.705.433**	**6.072.155**
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	**8**	1.607.798	831.220
Împrumuturi pe termen lung	**9**	1.015	1.471
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing termen lung	**4**	44.709	3.181
Datorii privind impozitele amânate		223.354	225.152
Obligații privind beneficiile angajaților		88.113	83.979
Total datorii pe termen lung		**1.964.989**	**1.145.002**

	Nota	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	**10**	5.203.155	3.424.075
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing termen scurt	**4**	13.011	3.629
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	**12**	23.483	22.585
Împrumuturi pe termen scurt	**9**	2.660	184.354
Provizioane	**11**	25.639	38.399
Venituri în avans pe termen scurt	**8**	48.816	24.041
Impozit pe profit de plată		-	-
Obligații privind beneficiile angajaților		11.165	15.299
Total datorii curente		**5.327.929**	**3.712.383**
Total datorii		**7.292.918**	**4.857.385**
Total capitaluri proprii și datorii		**13.998.351**	**10.929.540**

	Nota	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Venituri din exploatare	**14**		
Venituri din serviciul de transport		1.951.458	1.665.732
Venituri din servicii de sistem		570.939	395.105
Venituri privind piața de echilibrare		2.220.903	2.039.446
Alte venituri		130.973	79.915
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	**15**	(562.287)	(486.687)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	**15**	(2.217.172)	(2.039.417)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	**15**	(447.943)	(551.081)
Amortizare	**16**	(316.527)	(299.086)
Cheltuieli cu personalul	**17**	(397.747)	(403.199)
Reparații și mentenață		(32.344)	(48.167)
Cheltuieli cu materiale și consumabile		(30.823)	(20.781)
Alte cheltuieli din exploatare	**18**	(193.164)	(147.845)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor		(6.052)	(3.731)
Alte câştiguri sau pierderi	**19**	11.942	(1.752)
Rezultat din exploatare		**682.157**	**178.453**
Venituri financiare		30.814	33.285
Cheltuieli financiare		(3.166)	(3.860)
Cota parte din profit/(pierdere) a investiţiilor		(300)	(269)
Rezultat financiar net	**20**	**27.348**	**29.156**
Rezultat înainte de impozitul pe profit		**709.505**	**207.609**
Impozit pe profit	**13**	(82.779)	(20.274)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue		**626.726**	**187.335**
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:		-	
Acţionarilor Companiei		626.726	187.335
Intereselor care nu controlează		-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)*		**8,55**	**2,56**

**Rezultatul diluat este egal cu cel de bază, întrucât Grupul nu deține instrumente care ar putea fi convertite în acțiuni ordinare.*

	Nota	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Rezultatul exercițiului		**626.726**	**187.335**
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		-	(213)
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale		-	18.050
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate		-	-
Total alte elemente ale rezultatului global (AERG)		**-**	**17.837**
Rezultatul global total		**626.726**	**205.172**
Atribuibil:			
Acţionarilor Companiei		626.726	205.172
Intereselor care nu controlează		-	-

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 9 noiembrie 2026:

Directorat,

Ștefăniță MUNTEANU
Președinte

Cătălin-Constantin NADOLU	**Cosmin-Vasile NICULA**	**Florin-Cristian TĂTARU**
Membru Directorat	Membru Directorat	Membru Directorat

Ana Iuliana Dinu
Director Direcţia Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCIȚIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 30 SEPTEMBRIE 2026
(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 1ianuarie 2026	**733.031**	**50.222**	**146.606**	**1.496.393**	**299.170**	**3.346.732**	**6.072.155**	**-**	**6.072.155**
Rezultatul global al periodei	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	**-**	**-**	**-**
Rezultatul exerciţiului	-	-	-	-	-	626.726	**626.726**	-	626.726
Alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Recunoaşterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Total alte elemente ale rezultatului global	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total rezultat global al perioadei	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**626.726**	**626.726**	**-**	**626.726**
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(80.922)	-	80.922	**-**	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	4.616	4.616	-	4.616
Total alte elemente	**-**	**-**	**-**	**(80.922)**	**-**	**85.538**	**4.616**	**-**	**4.616**
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	37.122	-	37.122	-	37.122
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividend	-	-	-	-	-	(35.186)	(35.186)	-	(35.186)
Total tranzacţii cu proprietarii	**-**	**-**	**-**	**-**	**37.122**	**(35.186)**	**1.936**	**-**	**1.936**
Sold la 30 septembrie 2026	**733.031**	**50.222**	**146.606**	**1.415.471**	**336.292**	**4.023.811**	**6.705.433**	**-**	**6.705.433**

	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 periodei									
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**

	Nota	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profit/Pierdere netă		**626.726**	**187.335**
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul de profit		82.779	20.274
Cheltuieli cu amortizarea (inclusiv CPT suplimentar)		316.527	299.086
Venituri din producția de imobilizări necorporale CPT suplimentar		-	(924)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale		37.243	2.269
Venituri din reversarea provizioanele pentru deprecierea creanțelor comerciale		(44.987)	(220)
Pierderi din debitori diverși		13.853	1.724
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși		(52)	64
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor		(1.550)	(1.225)
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net		(7.866)	505
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privid imobilizările corporale		(1.137)	(2.827)
Cheltuieli/Venituri privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net		(12.760)	2.288
Cheltuieli financiare nete privind ajustarile pentru pierderea de valoare a imobilizarilor		368	1.662
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din dif de curs valutar		(27.716)	(29.876)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant		**981.427**	**480.135**
Modificări în:			
Stocuri		7.909	(12.059)
Clienți și conturi asimilate		(1.635.487)	1.331.230
Datorii comerciale și alte datorii		1.809.529	(1.114.924)
Titluri puse în echivalenţă	**4**	300	269
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale		897	(4.227)
Venituri în avans		598.844	258.448
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		**1.763.419**	**938.872**
Dobânzi plătite		(1.415)	(1.534)
Impozit pe profit plătit		(71.771)	(43.180)
Numerar net generat din activitatea de exploatare		**1.690.232**	**894.158**
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale		(746.927)	(435.111)
Titluri de participare deţinute la GECO Power Company		-	(3.750)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE		239.631	9.087
Dobânzi încasate		23.577	10.110
Incasări din vânzarea de imobilizări corporale		8.925	3.257
Dividende încasate		7.666	23.026
Numerar net utilizat în activitatea de investiții		**(467.129)**	**(393.381)**

	Nota	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Fluxuri de trezorerie utilizate in activitatea de finantare			
Rambursări împrumuturi pe termen lung	**9**	(6.156)	(18.104)
Plăți leasing	**4**	(10.776)	(9.613)
Dividende plătite		(37.049)	(279.536)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		**(53.981)**	**(307.253)**
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie		583.771	707.174
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar		**1.169.122**	**193.524**
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei		**1.752.893**	**900.698**

1. DESCRIEREA ACTIVITAŢII SI INFORMAŢII GENERALE

Principala activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania") și a filialelor sale (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. 2706/2025, aprobată prin Decizia ANRE nr. 2505/02.12.2025, cu Condițiile generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare precum și cu certificarea finală a Companiei ca operator de transport şi sistem al Sistemului Electroenergetic Naţional conform modelului de separare a proprietății ("ownership unbundling"), realizată 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 30 septembrie 2026 ale Grupului întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară cu modificările şi completările ulterioare, în baza Standardul Internaţional de Contabilitate 34 – "Raportarea financiară interimară", sunt disponibile la sediul social al Companiei situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Situațiile financiare consolidate ale Grupului întocmite la data de 30 septembrie 2026 nu sunt auditate.

Prezentele Situații Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 30 septembrie 2026, cuprind informaţiile financiare ale Societății mamă și ale filialelor sale Smart SA și Teletrans SA, dar şi ale societăţii controlate în comun GECO Power Company.

STRUCTURA GRUPULUI

Companiile care intră în perimetrul de consolidare precum şi procentul participaţiilor deţinute de Companie sunt prezentate în continuare:

Entitatea	Ţara de origine	**30 septembrie 2026** **% participaţie**	**31 decembrie 2025** **% participaţie**	**Metoda de consolidare**
SMART SA	România	100%	100%	Integrării globale
TELETRANS SA	România	100%	100%	Integrării globale
GECO POWER COMPANY	România	25%	25%	Punere în echivalenţă

SMART SA

Filiala 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.

Filiala are ca activitate principală efectuarea de revizii şi reparaţii la aparatură şi echipamente primare din reţelele electrice (astfel încât instalaţiile RET să funcţioneze în condiţii sigure la nivelul de performanţă cerut prin licenţă), remedierea incidentelor la instalaţii electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, servicii energetice pentru sistemul energetic şi microproducţie de echipamente electrice. Societatea are 8 sucursale fără personalitate juridică.

Misiunea SMART SA este cea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Reţelei 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.

Filiala oferă servicii profesionale la un nivel de performanţă ridicat, respectiv, mentenanţă, reparaţii, expertizări, consultanţă pentru:

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

Capitalul social subscris şi vărsat la 30.09.2026 este de 38.529, Transelectrica fiind acţionarul unic. Rezultatele filialei SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acţiunile SMART sunt deţinute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS SA

Filiala TELETRANS SA a fost înfiinţată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 şi a Ordinelor Ministerului Industriei şi Comerţului nr. 3098 şi nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informatiei pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeaşi timp, Filiala are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piaţa liberalizată de comunicaţii 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.

Filiala are un înalt nivel de competenţă în domenii cu un caracter profund de unicitate privind managementul sistemelor şi proceselor din industria energiei.

În baza Statutului şi 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 retehnologizate.

Serviciile furnizate de Teletrans au fost în principal servicii de IT/Tc către Transelectrica, servicii de mentenanţă a sistemului de contorizare locală la nivelul staţiilor electrice ale Companiei, servicii de mentenanţă a sistemului de telecontorizare aferent pieţei angro de energie electrică şi servicii de telecomunicaţii prin comercializarea excedentului de capacităţi existente în infrastructura de comunicaţii de fibră optică.

În conformitate cu Hotărârea nr.3/13 februarie 2025, în temeiul art.12 alin.(2) lit.f) din Actul Consitutiv al societății Teletrans SA, Adunarea generală a acționarilor Societății a decis fuziunea prin absorbție a Societății Teletrans SA (în calitate de societate absorbantă) cu societatea Formenerg SA (în calitate de societate absorbită).

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție. Ca efect al operațiunii de fuziune, la 30 septembrie 2025, 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.

Capitalul social subscris şi vărsat la 30.09.2026 este de 6.978, Transelectrica fiind acţionarul unic. Rezultatele filialei Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acţiunile

TELETRANS sunt deţinute 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 raspundere 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 Romania, 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, Romania 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 Romania și Republica Azerbaidjan,

Adresa sediului social este în Romania, București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306, obiectul de activitate fiind Activități ale holdingurilor.

Capitalul social subscris şi vărsat al societății este de 15 mil lei, fiind împărțit într-un număr de 1.500.000 părți sociale cu o valoare nomială 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 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 Electice 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 siguranței și securității în funcționare a Sistemului Energetic Național (SEN), cu respectarea normelor și performanțelor prevăzute de reglementările tehnice în vigoare și prestarea unui serviciu public pentru toți utilizatorii rețelelor electrice de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistantă pentru toți participanții la piață.

2. BAZELE ÎNTOCMIRII

Declaraţie de conformitate

Situatiile Financiare Interimare Consolidate Simplificate sunt prezentate în conformitate cu cerinţele IAS 34 Raportarea financiară interimară. Acestea nu includ toate informațiile necesare pentru un set complet de situații financiare în conformitate Standardele Internaționale de Raportare Financiară ("SIRF") şi trebuie să fie citite împreună cu *Situaţiile Financiare Consolidate întocmite la data şi pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanţelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaţionale de Raportare Financiară („OMFP nr. 2844/2016") cu modificările şi completările ulterioare.* Cu toate acestea, anumite note explicative sunt incluse pentru a explica evenimentele și tranzacțiile care sunt semnificative pentru înțelegerea modificărilor survenite în poziția financiară și performanța Grupului de la ultimele situații financiare anuale consolidate la data de și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

Utilizarea de estimări şi judecăţi

Raționamentele semnificative utilizate de către conducere pentru aplicarea politicilor contabile ale Grupului și principalele surse de incertitudine referitoare la estimări au fost aceleași cu cele aplicate situațiilor financiare consolidate la data de și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

3. POLITICI CONTABILE

Politicile contabile aplicate în aceste situații financiare interimare consolidate sunt aceleași cu cele aplicate în situațiile financiare consolidate ale Grupului la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

Bazele consolidării

(i) Investiţii financiare

Grupul deţine controlul asupra unei entităţi atunci când este expus la, sau are dreptul la câştiguri variabile ce rezultă din implicarea sa în entitate şi are capacitatea de a afecta aceste câştiguri prin puterea asupra entităţii. Situaţiile financiare ale societăţilor incluse în perimetrul de consolidare sunt incluse în situaţiile financiare consolidate din momentul în care începe exercitarea controlului şi 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 societăţi pe acţiuni. La două dintre societăţi Transelectrica (Teletrans şi Smart) este unic acţionar și acționar majoritar în cazul societăţiiOPCOM.

Precizăm faptul că Transelectrica a deținut calitatea de acționar unic şi la socităţile ICEMENERG SA, ICEMENERG SERVICE şi FORMENERG SA (societăţile care la data prezentei sunt radiate la ONRC). 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.

Dintre investiţiile Companiei societăţile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului prin metoda integrării globale.

Nu a fost luată în considerare la întocmirea situaţiilor financiare consolidate: investiţia în societatea OPCOM întrucât administrarea se desfăşoară potrivit reglementărilor stabilite de ANRE, iar Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale acesteia.

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

Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale "OPCOM" S.A. îndeplineşte rolul de administrator al pieţei de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil şi eficient pentru desfăşurarea tranzacţiilor comerciale în cadrul pieţei angro de energie electrică și desfasoară activitaţi de administrare a pieţelor centralizate în sectorul gazelor naturale, în conditii de consecvenţă, corectitudine, obiectivitate, independenţă, echidistanţă,

transparenţă şi nediscriminare.

Capitalul social subscris şi vărsat al societăţii OPCOM la 30.09.2026 este de 31.366 mii lei, Transelectrica participând la acea dată la capitalul social în calitate de acţionar majoritar. Structura acţionariatului este următoarea:

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

OPCOM se supune regulilor ANRE şi are o poziţie independentă pe piaţa 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 Internaţional 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:

- Existenta puterii de decizie asupra entitatii respective: OPCOM isi desfasoara activitatea intr-un cadru strict reglementat de autoritatile de profil, independent de politicile comerciale ale Transelectrica. Deciziile operationale si strategice relevante pentru OPCOM sunt dictate de reglementari specifice sectorului energetic si nu pot fi influentate discretionar de actionarul majoritar
- Expunerea sau dreptul la randamente variabile rezultate din implicarea in OPCOM: Transelectrica nu are posibilitatea de a decide asupra politicii de preturi sau de a influenta direct nivelul veniturilor si rezultatelor financiare ale OPCOM
- Capacitatea de a utiliza controlul pentru a influenta randamentele: Chiar daca Transelectrica detine majoritatea actiunilor, nu are capacitatea efectiva de a utiliza aceasta pozitie pentru a influenta rezultatele economice ale OPCOM, intrucat acestea sunt determinate preponderent de cadrul legislativ si de reglementarile impuse de autoritati.

Totodată Transelectrica nu exercită influenţă semnificativă asupra activităţii desfăşurate de OPCOM, iar decizia de a nu consolida este susţinută de raţionamente şi 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 şi 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 şi control asupra politicilor financiare şi operationale. Situaţiile financiare consolidate includ cota-parte a Grupului din rezultatele entităţilor asociate pe baza metodei punerii în echivalenţă.

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 împărţit într-un număr de 1,5 mil părţi sociale, distribuite în mod egal între cele 4 entităţi participante la capital. Părţile sociale conform actului constitutiv conferă drepturi egale. Participarea la beneficii şi la pierderi se va face proporţional cu părţile sociale.

Asociaţii fondatori ai companiei de proiect sunt CNTEE Transelectrica SA, JSC Georgian State Electrosystem, ”AZERENERJI” Open Joint Stock Company şi 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 şi va conecta România şi Georgia, conexiunea fiind prelungită şi în Ungaria şi Azerbaidjan, în conformitate cu acordul între Guvernele statelor Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria.

Compania nou înfiinţată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlata în comun, de tip Join Venture. Astfel situaţiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societăţii GECO pe baza metodei punerii în echivalenţă. 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 societăţilor 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) ***Tranzacţii eliminate la consolidare***

Soldurile și tranzacţiile în cadrul Grupului, precum şi orice venituri sau cheltuieli nerealizate rezultate din tranzacţii în cadrul Grupului sunt eliminate la întocmirea situaţiilor financiare consolidate. Profiturile nerealizate aferente tranzacţiilor cu entitaţile asociate contabilizate prin metoda punerii în echivalenţă sunt eliminate în contrapartidă cu investiţia în entitatea asociată în masura interesului Grupului în entităţile asociate. Pierderile nerealizate sunt eliminate în acelaşi fel ca și câstigurile nerealizate, însă numai în masura în care nu există indicii de depreciere a valorii.

4. IMOBILIZĂRI CORPORALE, NECORPORALE ȘI FINANCIARE

a) Imobilizări corporale

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 30 septembrie 2026 faţă de 31 decembrie 2025 pe fondul creşterii sumelor imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiţii în staţiile şi 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:

- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 74.005;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 62.462;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier - Reşiţa - Timişoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 60.206;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 34.731;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu, 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 – 33.466;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 2 - Stații CEF Zona 1 STT București – 32.267;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 32.038;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - Stații CEF Zona STT Constanța – 28.457;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 3 - Stații CEF Zona 2 STT București – 25.724.

În primele nouă luni ale anului 2026, cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, în sumă de 427.798, sunt reprezentate în principal de punerea în funcţiune a obiectivelor de investiţii, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, din care enumerăm pe cele mai semnificative:

- 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 – 269.379;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - stații CEF Zona STT Constanța – 28.675;
- Instalarea Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CN Transelectrica SA - LOT4 - stații CEF Zonele STT Cluj, Pitești, Sibiu, Timișoara – 16.535;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 1 - stații CEF zona STT Bacău – 12.835;
- Relocare LOT 1 (intersecțiile 1-5) Focșani - Bacău – 12.999;
- Racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere CEF 165,141 MW Iepurești, amplasat în localitatea Iepurești, județul Giurgiu – 11.096;
- Realizarea lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere și de consum Instalație de Stocare Fântânele cu putere maximă simultană aprobată pentu evacuare de 34,270 MW, cu puterea instalată de 35,2 MW – 9.472;

- Relocare rețele electrice de înaltă tensiune - LEA 400KV Gutinaș - Bacău Sud și autostrada Focșani - Bacău lot 3 – 8.667;
- 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) – 8.103;
- Extindere funcții SCADA - implementarea funcțiilor noi și a modificărilor software în sistemul informatic EMS – SCADA – 6.410;
- Montare dispozitive antigalopare pentru diminuare efecte galopare conductoare active pe LEA 400 kV s.c. Slatina-Drăgănești Olt și LEA 220 kV d.c. Slatina-Grădiște – 5.226;
- Racordare la rețeaua electrică de interes public a locului de producere CEF 7.5 MW Anasun Energy SRL amplasată în zona loc. Ulmi - Jud. Dâmbovița – 4.146;
- Serviciul de proiectare pentru racordarea la rețeaua electrică de interes public a locului de producere CEF Văcărești cu putere instalată de 112,500 MW și putere aprobată pentru evacuare de 108,690 MW, Văcărești, jud. Dâmbovița – 4.093;
- Racordare instalație de stocare 100 MW în Stația 220/110 kV Iaz – 3.006;
- Modernizare depozit Fratelia - ST Timișoara – 2.012.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuţie la 30 septembrie 2026, în sumă de **1.427.781**, 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 – 333.950;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 142.870;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 129.468;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu, 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 – 96.887;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier - Reşiţa - Timişoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 79.106;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 61.588;
- Stația 400 kV Stâlpu – 56.250;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 52.580.

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanţare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotarâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

b) Imobilizări necorporale

Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuţie** la 30 septembrie 2026, în sumă de **10.577**, este reprezentat de proiectele aflate în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3.683;
- Dezvoltare platformă MARI – 3.132;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 3 - Stații CEF Zona 2 STT București – 600;

- Dezvoltare platformă PICASSO – 550;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 2 - Stații CEF Zona 1 STT București – 500.

În primele nouă luni ale anului 2026 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de 2.945, astfel:

- Optimizarea funcţionării 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) - Licență soft monitorizare – 1.813;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - stații CEF Zona STT Constanța și LOT 1 - stații CEF zona STT Bacău- Licențe SCADA – 995;
- Infrastructura backup-restore pentru teleconducere – 138.

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 catre 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 martie 2025 în sumă de 455.206.194, astfel:

- 338.527 - pentru anul 2022;
- 13.735 - pentru anul 2023;
- 102.020 - pentru anul 2024;
- 924 - pentru trimestrul I 2025.

La 30 septembrie 2026, aferentă acestor capitalizări este calculată o amortizare cumulată în sumă de 315.782 (247.501 la 31 decembrie 2025). Astfel, valoarea contabilă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 139.425 (207.706 la 31 decembrie 2025).

Precizăm că acest venit 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 (2024-2029) în conformitate cu prevederile legislative incidente.

c) Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 30 septembrie 2026 în valoare de **40.587**, respectiv 40.309 la 31 decembrie 2025, este reprezentat, în principal:

a) de garanții 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.

b) de acțiuni deținute de Companie, valoarea netă a acestora este de 34.154, astfel:

Investitiile Companiei	Participatie %	30 septembrie 2026	Participatie %	31 decembrie 2025
Acțiuni deținute la OPCOM	97,84	30.687	97,84	30.687
Acțiuni deținute la BRM	0,35	28	0,35	28
Acțiuni deținute la TSC NET	6,25	2.207	6,25	2.207
Acțiuni deținute la Joint Allocation Office SA	3,85	1.232	3,85	1.232
Total acțiuni		**34.154**		**34.154**

BRM (Bursa Română de Marfuri S.A.)

Societate pe acţiuni, de tip închis, care prin obiectul de activitate, modul de organizare şi funcţionare este o bursă de mărfuri, astfel cum este aceasta reglementată de Legea nr.375/2005 privind bursele de mărfuri şi o societate de servicii de investiţii financiare conform Legii nr.126/2018 privind pieţele de instrumente financiare.

Printre acţionarii BRM se află şi Compania care deţine 28 de acţiuni 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.

Investiţia 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 înfiinţată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlata în comun, de tip Join Venture. Astfel situaţiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societăţii GECO pe baza metodei punerii în echivalenţă.

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Cota participare (%)	25%	25%
Cota-parte din capitalul social	3.750	3.750
Cota-parte din rezultatul reportat	(378)	-
Cota parte din rezultatul exercitiului ajustat: pierdere	(300)	(378)
Sold la sfârşitul perioadei de raportare	**3.073**	**3.372**

d) Drepturi de utilizare a activelor luate în leasing

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spaţiilor 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, a avut 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).

La data de 24.03.2026 a fost semnat Actul Aditional nr. 3 la contractul C232/2020 pentru o perioada de 3 luni (01.04.2026-30.06.2026) majorând valoarea contractului cu 517.590 euro (fără TVA).

La data de 26.06.2026 a fost semnat contractul C390 – Servicii de închiriere a unui spațiu într-o clădire de birouri, respectiv mentenanță necesară funcționării CNTEE Transelectrica SA pentru o suprafață de 9.395 mp, 58 locuri de parcare cu o durată de 60 luni (până la 30 iunie 2031) și o valoare de 11.781.330 euro (fără TVA).

La data de 30 septembrie 2026, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spaţiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de **53.249**.

Smart SA a avut încheiat un contract de închiriere care consta 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 cuantum de 10 euro/mp reprezentând 4.497,5 euro/lună, cu act aditional de prelungire până la sfârşitul anului 2025.

În data de 8 ianuarie 2026 a fost încheiat un nou contract de locaţiune între Smart şi RAPPS care constă în închirierea imobilului corp D1, etaj 8 situat în Piaţa Presei Libere, nr.1 în suprafaţă 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 adiţionale. În timpul anului 2026 sunt active două noi contracte pentru Filiala Smart, respectiv un contract pe un an cu posibilitatea de prelungire în valoare de 1.081,55 eur/luna, respectiv un contract pe un an jumătate în valoare de 750 eur/luna.

Totodata Smart are încheiat contract pentru active cu drept de utilizare pentru vehicule, iar dreptul de utilizare se amortizează pe durata de viață a vehiculelor fiind vorba de utilaje mari folosite pentru intervențiile pentru mentenanță și reparații rețea. Valoarea ratei lunare este de 12.844,76 euro, contract de leasing este încheiat pentru 60 de luni, începând cu luna ianuarie 2025.

Teletrans SA are încheiat un contract de închiriere care constă în închiriere clădire, teren aferent și curte imobil, în suprafață estimată de 1.080 mp închiriabili și curte în folosință exclusivă de 196 mp situat în strada Stelea Spătaru nr.12, cu act adiţional semnat în anul 2024 pentru prelungire până în iulie 2028. Actul adițional implică 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.

Valoarea netă a Imobilizărilor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing pentru Smart și Teletrans la data de 30 septembrie 2026 este 4.113.

Datoria de leasing

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este după cum urmează:

Evolutia datoriilor de leasing in perioada ianuarie- septembrie 2026 respectiv anul 2025 se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**6.810**	**8.932**
Intrări	59.875	8.643
Ieșiri	(8.965)	(10.766)
Sold la sfarsitul perioadei	**57.720**	**6.810**

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, situația datoriilor de leasing se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
In termen de 1 an	13.011	3.629
Între 1 şi 5 ani	44.709	3181
Peste 5 ani	0	-
Total	**57.720**	**6.810**

Sume recunoscute în Situaţia profitului sau a pierderii

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Amortizarea activelor reprezentând drepturi de utilizare	8.234	6.808
Cheltuieli cu dobânzile	819	214
Total	**9.052**	**7.022**

Sume recunoscute în Situaţia fluxurilor de trezorerie

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Ieşirile totale de numerar aferente contractelor de leasing	**(10.776)**	**(9.613)**

5. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, creanțele comerciale și alte creanțe se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Creanţe comerciale	3.738.041	2.549.214
Alte creanţe	274.443	248.977
Avansuri către furnizori	760.931	374.940
TVA de recuperat	421.266	396.616
Ajustări pentru deprecierea creanţelor comerciale incerte	(119.236)	(126.980)
Ajustări pentru deprecierea altor creanţe incerte	(70.574)	(71.764)
Total	**5.004.870**	**3.371.004**

Structura creanțelor comerciale se prezintă astfel:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Clienţi – piaţa de energie din care:	3.720.842	2.531.401
- clienți - activitate operațională – energie	3.235.106	1.884.104
- clienți - piața de echilibrare	335.908	501.989
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	149.829	145.308
Clienţi din alte activităţi	17.199	17.814
Total creanţe comerciale	**3.738.041**	**2.549.214**

Expunerea la risc pentru creanţe comerciale, alte creanțe și avansuri către furnizori:

	Valoarea brută 30 septembrie 2026	Rata previzionată a pierderilor	Pierdere preconizată pe toată durata de viață
Neajunse la scadenţă	4.132.011	-	10
Scadenţa depaşită intre 1 – 30 zile	309.167	-	0
Scadenţa depaşită intre 31 – 60 zile	21.570	-	0
Scadenţa depaşită intre 60 – 90 zile	2.985	-	0
Scadenţa depaşită intre 91 – 180 zile	29.017	90%	26.120
Scadenţa depaşită intre 181- 365 zile	9.425	60%	5.662
Mai mult de un an	269.239	59%	158.019
Total	**4.773.415**		**189.811**

• CNTEE Transelectrica SA își desfășoară activitatea operațională în baza Licenței de funcționare nr. 2706/2025 emisă de ANRE, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

La data de 30 septembrie 2026, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o creştere față de 31 decembrie 2025 determinată, în principal, de creşterea volumului tranzacţiilor rezultate din cuplarea pieţelor de energie, în trimestrul III al anului 2026 față de trimestrul IV al anului 2025.

Scăderea volumului tranzacţiilor din piaţa de echilibrare în trimestrul III al anului 2026, faţă de trimestrul IV 2025 a determinat şi scăderea soldului clienţilor din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, MAVIR, IBEX, OPCOM, Hidroelectrica, Ciga Energy, Electrica Furnizare SA, PPC ENERGIE, 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 30 septembrie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip

bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 3% din total creanțe comerciale, în scădere faţă de 31 decembrie 2025 (4%).

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 30 septembrie 2026 o creştere a creanțelor, faţă de 31 decembrie 2025, determinată, în principal, de creşterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 30 septembrie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 149.829 (145.308 la 31 decembrie 2025), 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;
- bonus necuvenit pentru 2025, în sumă de 32 de la UATAA Motru SA;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 20.454, 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:

	30 septembrie 2026	**31 decembrie 2025**
Supracompensare 2011 - 2013	76.702	76.702
Bonus necuvenit pentru 2014	3.915	3.915
Bonus necuvenit pentru 2015	562	564
Bonus necuvenit pentru 2020	522	522
Bonus necuvenit 2025	32	-
Contribuție pentru cogenerare neîncasată	20.455	20.430
Facturi emise după data de raportare, aferente exerciţiului financiar încheiat	47.641	43.175
Total	**149.829**	**145.308**

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2025, suma de 4.503, de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 12.230 din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2025, de la următorii producători: Bepco SRL, CET Griviţa SA, Colonia Cluj-Napoca Energie SRL, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroutilaj SA, Modern Calor SA, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group şi Universitatea Politehnica Bucureşti.

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", 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. Mai multe detalii privind acest dosar sunt prezentate la Nota 21.

- 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 si 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 Casaţie şi Justiţie a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinţei civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentinţa atacată şi 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. 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 şi a condiţiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă 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 30 septembrie 2026, alte creanțe în sumă de 274.443 (248.977 la 31 decembrie 2025) includ, în principal:

- debitori diverși (**110.736**) (104.098 la 31 decembrie 2025), din care:
  - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 86.346 (din care suma de 25.855 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (24.465), Electrogrup SA (19.596), RAAN (16.901), CET Govora (9.607), OPCOM (4.956), Total Electric Oltenia (3.289), Multiservice G&G SRL (2.163), Petprod (1.894), CET Energoterm Reşiţa (456), ENNET GRUP (454). 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 11.924: Arelco Power (988), Enol Grup (2.541) şi 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 filialei în sumă de 4.517.

- sume primite cu caracter de subvenţie 76.916 (31.924 la 31 decembrie 2025), aferentă in principal contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 21.870 (10.291 la 31 decembrie 2025) reprezentate în principal de: CPT (5.755), impozitul pe construcţii speciale (5.565), cotizaţii (2.257), contribuţii AMEPIP și ANRE (1.975), impozite şi taxe (1.228), chirie și mentenanță clădire birouri (1.034), polițe asigurări (616), și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 5.977 (4.513 la 31 decembrie 2025) 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 30 septembrie 2026, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 760.931 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") (IBEX – 351.732, JAO – 134.886 şi MAVIR – 74.825).

TVA de recuperat

TVA de recuperat în sumă de 421.266 la 30 septembrie 2026 (396.616 la 31 decembrie 2025) – sumă aferentă deconturilor pentru perioada iunie 2026 – septembrie 2026. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania a încasat de la stat suma de 169.707 reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă deconturilor pentru lunile iunie şi iulie 2026.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale, a creanțelor comerciale incerte şi pentru alte creanțe incerte

Cele mai mari ajustări de depreciere la 30 septembrie 2026, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: DINERGY POWER SRL (24.888), CET Govora (24.645), Romelectro (24.471), Arelco Power (14.513), Total Electric Oltenia SA (14.186), OPCOM (9.473), Elsaco Energy (9.276), RAAN (8.517), Next Energy Partners (8.395), IBN ENERGY SRL (7.306).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

6. 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 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Conturi curente la bănci şi depozite, din care:	**1.754.145**	**761.057**
a) conturi curente la bănci și depozite activitatea curentă	124.738	89.564
b) conturi curente la bănci și depozite cu destinație specifică, din care	1.629.406	671.493
- numerar şi depozite din cogenerare de înaltă eficienţă	*256.841*	-
- numerar din veniturile aferente alocării capacităţilor de interconexiune utilizate pentru investiţii în reţea	*842*	*1.886*
- numerar din taxa de racordare	*791.973*	*297.638*
- fonduri europene	*4.996*	*7*
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie, garanții racordare RET și dividende)	*574.755*	*371.290*
- fonduri modernizare	-	*672*
Casa	**170**	**135**
Alte echivalente de numerar	**196**	**-**
Total	**1.754.510**	**761.192**

Următoarele informaţii sunt relevante în contextul situaţiei consolidate a fluxurilor de numerar:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Conturi curente la bănci, depozite şi alte echivalente de numerar	1.754.510	761.192
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionarii lichidităţilor	(1.617)	(177.421)
Total numerar şi echivalente de numerar în situaţia consolidată a fluxurilor de numerar	**1.752.893**	**583.771**

Numerarul este plasat la instituţii financiare, considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanţă.

Rating/Perspectivă	**30 septembrie 2026**	**31 decembrie 2025**
BBB+ / Negativă	380.533	116.971
AA- / Stabilă	28.623	11.747
BBB- / Stabilă	1.301.713	1.041
BBB / Stabilă	-	58
BBB- / Negativă	23.751	18.508
BBB / Negativă	14.499	
BB / Stabilă	4.881	152
BB- / Stabilă	-	-
A+ / Stabilă	145	612.579
Total	**1.754.145**	**761.057**

Toate instituţiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

7. CAPITALURI PROPRII

În conformitate cu prevederile OUG nr. 86/2014 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administraţiei publice centrale şi pentru modificarea şi 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, Comerţului şi Turismului.

În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administraţiei publice centrale şi pentru modificarea unor acte normative, a fost înfiinţat Ministerul Economiei, Comerţului şi Relaţiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea şi preluarea activităţilor Ministerului Economiei, Comerţului şi Turismului, care s-a desfiinţat, şi prin preluarea activităţii şi a structurilor în domeniul întreprinderilor mici şi mijlocii şi mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici şi Mijlocii şi Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea şi funcţionarea Ministerului Economiei, Compania a funcţionat 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 administraţiei publice centrale şi pentru modificarea şi 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 30 septembrie 2026, acționarii CNTEE Transelectrica SA sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 20.804.397 acțiuni (28,38%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.724.869 acțiuni (6,44%).

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 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025 este următoarea:

	30 septembrie 2026		31 decembrie 2025	
Actionar	**Număr de actiuni**	**% din capitalul social**	**Număr de actiuni**	**% din capitalul social**
Statul Român prin SGG	43.020.309	58,69%	43.020.309	58,69%
Alți acționari persoane juridice	20.804.397	28,38%	16.839.437	22,97%
PAVAL HOLDING	4.753.567	6,49%	4.753.567	6,49%
Fondul de pensii administrat privat NN*	-	0,00%	4.007.688	5,47%
Alți acționari persoane fizice	4.724.869	6,44%	4.682.141	6,38%
Total	**73.303.142**	**100,00%**	**73.303.142**	**100,00%**

**) Fondul de pensii administrat privat NN nu mai figurează, la data de 30 septembrie 2026, cu o deținere de peste 5% din capitalul social. Potrivit notificării primite în baza legislației pieței de capital la data de 22 mai 2026, NN Group N.V. deține, în mod concertat, 4,88% din capitalul social al Companiei, deținerea Fondului de pensii administrat privat NN fiind inclusă în acest procent de 4,88*

Creșterea capitalurilor proprii la data de 30 septembrie 2026 față de 31 decembrie 2025 a fost determinată, în principal, de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de **626.726**, realizat la data de 30 septembrie 2026.

8. VENITURI IN 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 data de 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, situația **veniturilor în avans** se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	Din care porțiunea pe termen scurt la 30 sept 2026	31 decembrie 2025	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2025
Venituri înregistrate în avans -alocare capacitate din interconexiune	7.681	7.681	3.955	3.955
Venituri înregistrate în avans - fonduri europene	2.581	2.581	2.632	2.632
Venituri înregistrate în avans -altele	552	481	1.221	1.221
Fonduri din tarif de racordare	1.059.190	11.553	506.334	7.789
Fonduri Europene	551.646	26.493	320.157	8.095
Alte subvenții	34.966	27	20.963	349
Total	**1.656.615**	**48.816**	**855.261**	**24.041**

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în perioada ianuarie – septembrie 2026 se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**24.041**	**22.232**
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	68.068	128.019
Încasări din fonduri europene	458	-
Încasări din alte fonduri	(1.054)	1.527
Transfer din venituri în avans pe termen lung	28.822	3.778
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(64.342)	(130.792)
Venituri din fonduri europene	(7.168)	(723)
Venituri din alte fonduri	(9)	-
Sold la sfârșitul perioadei	**48.816**	**24.041**

Evoluția **veniturilor în avans pe termen lung** în perioada ianuarie – septembrie 2026 se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**831.220**	**538.015**
Subvenții racordare	599.568	259.419
Fonduri nerambursabile	247.815	29.754
PNRR	19.875	123.761
Transfer din venituri în avans pe termen scurt	(105.494)	(74.197)
Reluarea la venituri a subvențiilor	14.814	(45.532)
Sold la sfârșitul perioadei	**1.607.798**	**831.220**

9. ÎMPRUMUTURI

Pentru anul 2026, mișcările aferente împrumuturilor se prezintă, după cum urmează:

	Valută	Rata dobânzii	Valoare contabilă
Sold la 1 ianuarie 2026			185.537
Rambursari – activitate curentă- BCR	RON	ROBOR +comision	(175.804)
Rambursări, din care:			(6.156)
BEI 25710	EUR	3,856%+2,847%	(6.156)
Diferențe de curs valutar la data rambursării			**70**
Sold la 30 septembrie 2026			**3.647**

- ***Împrumuturi pe termen lung***

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, soldul împrumuturilor pe termen lung contractate de la instituțiile de credit se prezintă, după cum urmează:

Descriere	**30 septembrie 2026**	**31 decembrie 2025**
BEI 25710 (i)	2.030	8.116
Total împrumuturi pe termen lung de la instituţiile de credit, din care:	**2.030**	**8.116**
Mai puţin: Porţiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	**(1.015)**	**(6.645)**
Total împrumuturi pe termen lung, net de ratele curente	**1.015**	**1.471**

Scadența împrumutului pe termen lung BEI 25710 (i) este 11 Aprilie 2028.

Porțiunea pe termen lung a împrumuturilor va fi rambursată, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	**31 decembrie 2025**
Între 1 și 2 ani	1.015	980
Între 2 și 5 ani	-	490
Peste 5 ani	-	-
Total	**1.015**	**1.471**

Grupul 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 30.09.2026 sunt purtătoare de dobândă fixă.

- ***Împrumuturi pe termen scurt***

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	**31 decembrie 2025**
Porțiunea curentă a creditelor pe termen lung	1.015	6.645
Credite bancare pe termen scurt	-	172.419
Linii de credit Smart şi Teletrans	1.617	5.002
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	28	288
Total împrumuturi pe termen scurt	**2.660**	**184.354**

- *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 175.000.000, 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).

La data de 09.03.2026 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 4 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2026 la 30.03.2027).

La data de 03.06.2026 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 5 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect suplimentarea liniei de credit cu 200.000.000 lei (de la valoarea de 175.000.000 lei la valoarea de 375.000.000 lei).

Linia de credit este garantată prin:

- ipotecă mobiliară asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobiliară 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 30 septembrie 2026, linia de credit nu este utilizată.

Împrumuturi contractate de către Filiale

În data de 9 ianuarie 2024 Filiala SMART a contractat de la EXIM Banca Românească un credit pentru plafon multiprodus – monocompanie cu plafon de 21 mil. lei prin care s-a preluat si prelungit linia de credit cu plafon revolving de 15 mil. lei.

În luna august 2024, SMART SA a contractat doua facilităţi de credit multiprodus în lei (RON) de la Banca Comercială Română cu următoarea structură:

- 46 mil lei în scopul finanţării capitalului de lucru pe o perioadă de 48 luni cu o dobândă variabilă în funcţie 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 refinanţarea facilităţii acordate de către Exim – Banca Românească), 10 mil lei pentru finanţarea TVA aferentă investiţiilor (proiect PNRR), cu caracter revolving şi facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurenţa sumei de 46 mil lei. La data de 05.08.2026 prin act adiţional nr.2 s-a prelungit durata de utilizare a plafonului până la data de 06.08.2027.
- 37 mil lei în scopul finanţării capitalului de lucru pe o perioadă de 36 luni cu o dobândă variabilă în funcţie de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (ROBOR 3M + 1,95 p.p.), din care: 10 mil lei pentru finanţarea 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 şi până la concurenţa sumei de 10 mil lei utilizări în legătură cu Proiectul Black Sea Renewables, sublimitele pot fi utilizate în orice combinaţie) şi facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurenţa sumei de 37 mil lei.La data de 05.08.2026 prin act adiţional nr.2 s-a prelungit durata de utilizare a plafonului până la data de 06.08.2027.

La data de 30 septembrie 2026, linia de credit nu este utilizată.

În data de 3 februarie 2025 Filiala 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 funcţie de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (ROBOR 3M + 0,75 p.p.) în scopul finanţării activităţii curente. La data de 27.01.2026 prin act adiţional nr.1 s-a prelungit durata de utilizare a plafonului de overdraft până la data de 02.02.2027.

La data de 30 septembrie 2026, s-au efectuat trageri din linia de credit a filialei Teletrans în sumă de 1.617**.**

10. DATORII COMERCIALE ŞI ALTE DATORII

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, datoriile comerciale și alte datorii se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piaţa de energie	3.109.864	1.676.250
Furnizori de imobilizări	247.545	366.779
Furnizori alte activităţi	33.292	32.956
Sume datorate angajaţilor	18.748	18.392
Alte datorii	1.793.706	1.329.697
Total	**5.203.155**	**3.424.075**

La data de 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 3.109.864, respectiv 1.676.250, prezintă următoarea structură:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piaţa de energie electrică, din care:		
- furnizori – activitate operaţională – energie	2.735.384	1.078.790
- furnizori - piaţa de echilibrare	353.447	517.983
- furnizori din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă	21.033	79.477
Total	**3.109.864**	**1.676.250**

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: IBEX, MAVIR, Bursa Română de Mărfuri, Joint Allocation Office, Hidroelectrica SA, OPCOM, OMV Petrom SA, NOVA H SRL, Complexul Energetic Oltenia SA, CIGA Energy. La 30 septembrie 2026, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 91,32% (81,53% la 31 decembrie 2025).

Creşterea 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 III al anului 2026, comparativ cu trimestrul IV al anului 2025.

Scăderea ”datoriilor aferente schemei de sprijin” către furnizori (producători) a fost determinată de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna septembrie 2026, față de luna decembrie 2025.

La data de 30 septembrie 2026, 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 si 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 eficientă: *“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 plateşte producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător si 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 40.508.

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 generala 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 si 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.

Scăderea soldului **"furnizorilor de imobilizări"** la 30 septembrie 2026 față de 31 decembrie 2025 s-a datorat diminuării achiziţiilor de imobilizări, dar și ajungerea la termenul de plată a achiziţiilor efectuate în anul 2025.

Datoriile către **"furnizori alte activităţi"** sunt reprezentate în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o ușoară diminuare față de 31 decembrie 2025.

La 30 septembrie 2026, 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:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Creditori diverşi	381.589	235.434
Clienţi-creditori	812.105	683.811
Dividende de plată	521	622
Alte datorii	599.491	409.830
Total	**1.793.706**	**1.329.697**

- „„Creditorii diverși", în sumă de **381.589** la 30 septembrie 2026 (235.434 la 31 decembrie 2025), reprezintă, în principal:
  - poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 372.670.

    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;

- 4.761 contracte de studii de soluţie pentru racordarea la RET;
- 1.993 redevență trim III 2026;
- 1.239 garanţii pentru participare la licitaţii, garanţii de bună execuţie și altele.

- "Clienții creditori", la data de 30 septembrie 2026, sunt în sumă de **812.105** (683.811 la 31 decembrie 2025), din care 801.630 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) şi IDA (Intra Day Auction), de la: BRM (358.312), MAVIR (300.775), OPCOM (141.764), JAO (720) şi IBEX (59).
- La 30 septembrie 2026, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **521** (622 la 31 decembrie 2025). Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- "Alte datorii pe termen scurt", în sumă de **599.491**, (409.830 la 31 decembrie 2025) sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 566.034, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 31.137, și altele.

11. PROVIZIOANE

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, situația provizioanelor se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Provizioane pentru litigii	18.259	24.199
Provizioane pentru contracte mandat	293	8.405
Provizioane pentru garanţii acordate clienţilor	5.732	3.341
Alte provizioane	1.356	2.454
Total	**25.639**	**38.399**

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, evoluția provizioanelor se prezinta astfel:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**38.399**	**35.953**
Recunoaștere provizion	2.391	7.778
Reluare provizion	(15.151)	(5.331)
Total	**25.639**	**38.399**

Provizioanele pentru litigii, în sumă de **18.259**, aflate în sold atât la 30 septembrie 2026, , respectiv 24.199 la 31 decembrie 2025, 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 21 – Litigii și contingente.

"Provizioanele pentru contracte de mandat", în sumă de **293** la data de 30 septembrie 2026 (8.405 la 31 decembrie 2025), reprezintă componenta variabilă prevăzută în contractele de mandat (pentru mandatele 2020-2024) pentru membrii revocați ai Consiliului de Supraveghere.

12. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	15.310	15.967
TVA de plată	4.073	2.485
Impozit pe salarii	2.792	2.882
Alte impozite de plată	1.307	1.252

Total	**23.483**	**22.585**

La 30 septembrie 2026, Grupul înregistrează obligații de plată pentru contribuțiile la fondurile de asigurări sociale, impozit pe salarii și alte impozite,obligații care au fost achitate în luna octombrie 2026, (mai puțin suma de 4.626 lei ce reprezintă contribuție asiguratorie de muncă aferentă concediilor de odihnă neefectuate).

13. IMPOZITUL PE PROFIT

Impozitul pe profit curent și amânat al Grupului este determinat la o rată statutară de 16%.

Cheltuiala cu impozitul pe profit pentru perioada încheiată la 30 septembrie 2026, respectiv 30 septembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	**30 septembrie 2025**
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	84.577	27.559
Cheltuiala /(Venitul) din impozitul amânat	(1.798)	(7.285)
Total	**82.779**	**20.274**

14. 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 priveşte momentul recunoaşterii veniturilor, serviciile aferente pieței de energie prestate de către Companie sunt transferate clientului în timp, iar termenele de plată sunt în concordanţă 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 piaţa de energie electrică aferente primelor 9 luni 2026 şi 9 luni 2025 se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în reţeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din reţele (TL)	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 74/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 septembrie 2026	3,63	36,45	-
Ordin nr. 73/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 septembrie 2026	-	-	14,70
Ordin nr. 60/26.08.2025 pentru perioada 01 septembrie – 30 septembrie 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 – 30 septembrie 2025	3,29	33,03	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2025	-	-	11,51

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor în perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026, respectiv 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025, se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	**30 septembrie 2025**
Cantitatea de energie electrica livrata consumatorilor (MWh)	37.479.613	38.501.434

Veniturile din exploatare realizate în perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026, respectiv în perioada 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025 se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Venituri din serviciul de transport	1.483.773	1.376.295
Venituri din alocarea capacităţii de interconexiune	402.811	234.945
Venituri din energia reactivă	1.109	1.730
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	38.205	17.580
Venituri din tranzacţii CPT	25.561	35.182
Venituri din serviciul de transport – total	**1.951.458**	**1.665.732**
Venituri din servicii de sistem	554.713	394.836
Venituri din ajutoare de avarie	16.226	269
Venituri din servicii de sistem – total	**570.939**	**395.105**
Venituri pe piaţa de echilibrare	**2.220.903**	**2.039.446**
Venituri din alte prestații și alte venituri de exploatare	130.973	78.991
Venituri din capitalizarea CPT	-	924
Alte venituri	**130.973**	**79.915**
Total venituri din exploatare	**4.874.273**	**4.180.198**

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creştere în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 cu suma de 107.478, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condiţiile diminuării cantităţii de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,65%, respectiv cu 1.021.821 MWh.

Venituri din alocarea capacităţii de interconexiune

Veniturile din alocarea capacităţii de interconexiune au înregistrat o creştere semnificativă în perioada ianuarie - septembrie 2026 față de perioada ianuarie - septembrie 2025, în sumă de 167.866, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităţilor capacităţii de interconexiune de către traderii de pe piaţa de energie electrică.

Piaţa de alocare a capacităţilor de interconexiune este fluctuantă, preţurile evoluând în funcţie de cererea şi necesitatea participanţilor pe piaţa de energie electrică de a achiziţiona capacitate de interconexiune. Astfel, creşterea 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 capacităţii de interconexiune constă în organizarea de licitaţii anuale, lunare, zilnice şi 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 şi Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (graniţele cu Ungaria și Bulgaria) şi intrazilnice (graniţele cu Ungaria şi Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia şi 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 pieţelor 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 soluţiei unice europene de cuplare a pieţelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling). Mecanismul unic de cuplare a pieţelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare şi cumpărare a participanţilor la piaţa

dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare şi cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare şi din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitaţiile intrazilnice explicite sunt numai pe graniţele cu Serbia și Moldova, iar pe graniţele cu Bulgaria şi cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru graniţele de ofertare ale României (România-Bulgaria şi 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 tranzacțioare 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 capacităţii de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 68/2024 şi al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piaţa internă de energie electrică, ca sursă de finanţare a investiţiilor pentru modernizarea şi dezvoltarea capacităţii de interconexiune cu sistemele vecine.

În anul 2026, prin Decizia ANRE nr. 2606/11.12.2025 *pentru aprobarea cheltuielilor prognozate a fi finanţate în anul 2026 din veniturile obţinute din alocarea capacităţii de interconexiune transfrontalieră*, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanţă RET pentru anumite proiecte de mentenanţă majoră şi mentenanţă minoră, din veniturile obţinute din alocarea capacităţii 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 ţările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Republica Moldova. În general, România este ţară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepţional se pot înregistra venituri şi din decontările lunare, aşa cum s-a întâmplat în perioada februarie - iunie 2026.

Astfel, în perioada ianuarie – septembrie 2026, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o creştere de 20.625 comparativ cu perioada ianuarie – septembrie 2025, cu următoarele mențiuni:

- schimburile de energie cu ţările perimetrice au crescut ușor, cu aproximativ 0,7% (de la 1.687.444 MWh în 2025 la 1.699.127 MWh în 2026);
- valoarea tarifului pentru schimburile cu ţările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, respectiv 1,1 EUR/MWh începând cu 15 mai 2026;
- în mod excepţional au fost înregistrate venituri şi din decontările lunare pentru perioada februarie - iunie 2026, ca urmare a creșterii pierderilor de energie din cauza modificării fluxurilor la nivel regional.

Venituri din tranzacţii CPT

Veniturile din tranzacţionarea energiei pentru CPT au fost obţinute, în principal, din vânzarea energiei în excedent la preţ pozitiv şi din achiziţia energiei de deficit la preţ negativ, rezultată din diferenţa dintre prognoza pe termen lung şi mediu şi prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piaţa Intrazilnică administrată de OPCOM şi, respectiv, din diferenţa dintre CPT prognozat şi CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piaţa de Echilibrare.

Aceste venituri au fost mai mici în perioada ianuarie – septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie – septembrie 2025 cu suma de 9.621.

Diminuarea veniturilor CPT obţinute din tranzacţiile pe Piaţa Intrazilnică în perioada analizată a fost determinată de scăderea energiei vândute pe piaţa intrazilnică în urma corecţiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

Veniturile CPT obţinute din tranzacţiile pe Piaţa de Echilibrare au fost semnificativ mai mici decât cele înregistrate în perioada similară a anului precedent. Având în vedere creşterea ponderii producţiei

energiei solare şi eoliene, se observă o creştere a ofertei de energie pe intervalele de vârf şi a ponderii intervalelor cu preţuri foarte mici şi chiar negative pentru preţurile pe pieţele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creştere în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 cu suma de 159.877, determinată de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condiţiile diminuării cantităţii de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,65%, respectiv cu 1.021.821 MWh.

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

La solicitarea OTS vecini, în perioada ianuarie - septembrie 2026, s-au acordat ajutoare de avarie în sumă totală de 16.226, către Ucraina (lunile ianuarie, martie, aprilie şi iunie), Republica Moldova (lunile ianuarie, februarie şi aprilie) și Serbia (luna ianuarie), 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. Aceste venituri au fost mai mari în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 cu suma de 15.957.

Venituri pe piaţa de echilibrare

Veniturile realizate pe piaţa de echilibrare au înregistrat o creştere în perioada ianuarie - septembrie 2026 faţă de perioada ianuarie - septembrie 2025, cu suma de 181.458, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluţia dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piaţa de echilibrare;
- evoluţia hidraulicităţii;
- evoluţia producţiei şi consumului de energie electrică;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătăţirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producţia prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creşterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producţie a prosumatorilor în raport cu poziţia contractuală.

Pentru perioada următoare din anul 2026 este important să se evalueze corect echilibrul producţie-consum. Elementele importante care vor avea un impact semnificativ asupra evoluţiei pieţei de echilibrare sunt:

- ✓ contextul naţional, regional şi european de evoluţie a pieţei de energie electrică;
- ✓ cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcţionării pieţei de echilibrare;
- ✓ evoluţia consumului și impactul prosumatorilor asupra pieţei de energie electrică;
- ✓ prognozele de precipitaţii şi de temperatură;
- ✓ evoluţia producţie solare şi eoliene;
- ✓ evoluţia hidraulicităţii;
- ✓ evoluţia producţiei şi a consumului de energie electrică la nivel naţional;
- ✓ comportamentul participanților la piață;
- ✓ evoluţia contractării pe pieţele anterioare pieței de echilibrare.

15. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI ŞI PIAŢA DE ECHILIBRARE

Cheltuielile realizate în perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026 comparativ cu perioada 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025 se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	507.196	400.809
Cheltuielile cu congestiile	500	-
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în staţiile RET	25.374	28.413
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	18.251	17.443
Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)	10.966	40.022
Total cheltuieli operaţionale	**562.287**	**486.687**
Cheltuieli privind serviciile de sistem	447.943	551.081
Cheltuieli privind piaţa de echilibrare	2.217.172	2.039.417
Total	**3.227.402**	**3.077.185**

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

Acestea reprezintă cheltuieli cu achiziţia de energie electrică de pe piaţa liberă de energie electrică, respectiv Piaţa Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piaţa pentru Ziua Următoare (PZU), Piaţa de Echilibrare (PE) şi Piaţa Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) în RET.

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (2) lit. a) şi ale art. 45 alin. (3) din Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 şi Ordinul ANRE nr. 97/2013, energia electrică necesară acoperirii Consumului Propriu Tehnologic este asigurată pe baza prognozelor furnizate de DEN prin încheierea de contracte pe termen lung (bilaterale sau pe pieţele centralizate administrate de OPCOM şi/sau Bursa Română de Mărfuri). Reglajul zilnic al cantităţilor de energie electrică necesare, pe bază de prognoze îmbunătăţite, se face cu o zi înainte prin achiziţie de pe Piaţa pentru Ziua Următoare sau în ziua livrării de pe Piaţa Intrazilnică. Diferenţa dintre energia electrică efectiv consumată pentru acoperirea CPT şi energia achiziţionată reprezintă dezechilibre care sunt acoperite automat de Piaţa de Echilibrare, printr-o parte responsabilă cu echilibrarea (PRE).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 106.387 în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Reţeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condiţiile meteorologice, de structura producţiei şi a consumului de energie electrică, la nivel naţional, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în reţeaua de transport internă şi pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puţin spre deloc controlabilă în condiţiile unei pieţe de energie regionale interconectate şi cuplate;
- pe ansamblul primelor 9 luni ale anului 2026 cantitatea necesară CPT în RET a crescut cu circa 11% comparativ cu perioada similară a anului 2025, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai dezavantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai defavorabile din lunile ianuarie și februarie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona;
- începând cu 12.08.2026, SN Nuclearelectrica SA a invocat forţa majoră determinată de nivelul insuficient al apelor Dunării, care a condus la necesitatea opririi unităţilor U1 şi U2 ale CNE Cernavodă şi a sistării livrărilor aferente contractului de vânzare-cumpărare încheiat cu CNTEE Transelectrica SA pentru livrarea a 30MW în bandă. Situaţia de forţă majoră a fost prelungită prin notificări săptămânale, cu o durată estimată cel puţin până la 01.11.2026. Cantitatea de energie nelivrată de SN Nuclearelectrica SA a fost acoperită prin achiziţionarea de pe Piaţa pentru Ziua Următoare, la preţuri mai mari, generate de lipsa unei cantităţi importante de energie din piaţă, determinată de indisponibilitatea CNE Cernavodă;
- preţul mediu al energiei achiziţionate de pe PZU a fost cu 25% mai mare în primele 9 luni ale anului

2026 faţă de perioada similară a anului 2025. Preţul PZU depinde foarte mult de condiţiile meteorologice (secetă, precipitaţii, fenomene extreme) şi de preţurile de pe piaţa europeană. Instabilitatea energetică generată de conflictele din Ucraina şi Iran, precum şi seceta prelungită care a afectat nivelul apelor Dunării şi a condus la oprirea CNE Cernavodă pentru o perioadă îndelungată, sporeşte gradul de volatilitate al preţului pe Piaţa pentru Ziua Următoare, preţurile putând să crească şi cu 30-40% în decurs de o săptămână (de exemplu, în 30.06.2026 s-a înregistrat o medie de 4.744 lei/MWh pentru intervalele de seară);

- începând cu data de 01 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 preţuri foarte mari pe Piaţa de Echilibrare. Aceste preţuri prezintă un grad mare de volatilitate şi incertitudine, putând varia de exemplu între –60.815,47 lei/MWh (27.04.2026) şi 19.268,43 lei/MWh (18.06.2026).

Cheltuieli cu congestiile

În perioada ianuarie - septembrie 2026 s-au înregistrat cheltuieli cu congestiile în sumă de 500, determinate de următoarele evenimente:

- în luna ianuarie 2026: crearea condițiilor de conectare în siguranță a LEA 400 kV Vulcănești în stația Isaccea după declanșarea LEA 400 kV Vulcănești–CERS Moldovenească și a LEA 400 kV Isaccea în stația Vulcănești;

- în luna februarie 2026: în data de 01.02.2026, pentru a reduce unghiul fazorilor de tensiune dintre România și Republica Moldova, după redarea în exploatare a LEA 400 kV Vulcănești - CERS Moldovenească (declanșată în data de 31.01.2026 ca urmare a ruperii unui subconductor de pe faza R în deschiderea 173 – 174 pe teritoriul Ucrainei) și a LEA 400 kV Isaccea în stația Vulcănești (declanșată în data de 01.02.2026 prin protecție maximală de curent, după reconectarea LEA 400 kV Vulcănești - CERS Moldovenească), a fost necesară modificarea structurii de producție, prin modificarea locațională (fără costuri) și prin reducerea producției eoliene din zona Dobrogea pe congestie de rețea cu compensație financiară.

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în staţii

În vederea desfăşurării activităţii de transport a energiei electrice în staţiile electrice şi operării Sistemului Electroenergetic Naţional în condiţii de siguranţă, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziţioneze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din staţiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu 3.038 în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În perioada ianuarie - septembrie 2026 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 18.251, mai mari cu 809 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025. Prin deciziile ANRE nr. 2676/16.12.2025 şi nr. 2677/16.12.2025, au fost aprobate cantităţile prognozate de CPT şi costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din reţelele electrice de 110 kV pentru anul 2026, pentru societăţile Distribuţie Energie Oltenia S.A şi Reţele Electrice România S.A.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligaţiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport şi de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării reţelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din ţările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În perioada ianuarie - septembrie 2026, aceste cheltuieli au fost mai mici cu suma de 29.056 faţă de perioada similară a anului anterior.

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 (capacitatea de echilibrare) au înregistrat o diminuare în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, în sumă de 103.138.

Achiziția serviciilor de sistem (capacitate de echilibrare) se efectuează în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN în confomitate cu prevederile Ordinul ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele si 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 ANRE publicat în MO nr. 1196/17.12.2021, cu modificările si completările ulterioare.

În perioada ianuarie - septembrie 2026, s-au achiziționat servicii de sistem (capacitate de echilibrare) prin procedură concurențială în baza necesarului stabilit de DEN pentru menținerea stabilității SEN.

Pe piaţa capacităţilor de echilibrare, în concordanţă cu tendinţa de evoluţie pe piaţa de echilibrare în anul 2026, s-a înregistrat un trend de creştere a preţului de achiziţie pentru RRFm la reducere de putere în perioada iulie – septembrie 2026.

Pentru perioada următoare a anului 2026 facem următoarele precizări:

- ✓ cantitatea de rezerve de capacitate de echilibrare (RRFa, RRFm, la creştere şi reducere de putere) achiziționată efectiv, va fi ajustată de DEN în funcție de rezultatele analizelor privind funcționarea SEN pe orizonturi de timp mai apropiate de ziua de funcționare;
- ✓ pentru perioada următoare estimăm un trend de creştere a preţului de achiziţie la RRFm reducere de putere generat de contextul național şi regional pe piaţa de energie;
- ✓ estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitaţii zilnice şi pe sens, la nivelul CNTEE Transelectrica SA, îl vor avea contextul naţional, regional şi european de evoluţie a pieţei de energie electrică, cadrul de reglementare al ANRE privind piaţa de energie electrică şi evoluţia preţurilor pe piața de echilibrare.

Cheltuieli privind piaţa de echilibrare

Cheltuielile privind piaţa de echilibrare realizate în perioada ianuarie - septembrie 2026, în sumă de 2.217.172, au fost mai mari, respectiv cu suma de 177.756 faţă de cele realizate în perioada ianuarie - septembrie 2025. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanţilor pe această piaţă și sunt influențate semnificativ de evoluţia producţiei şi consumului de energie electrică la nivel naţional, contextul european de evoluţie al pieţei de energie electrică și modul de realizare a contractării pe pieţele anterioare pieței de echilibrare.

16. AMORTIZARE

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	240.012	224.044
Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar	68.281	68.235
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	8.234	6.808
Total	**316.527**	**299.086**

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de **240.012**, mai mari cu 15.968 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, reprezintă amortizarea înregistrată în perioada ianuarie - septembrie 2026, calculată la valoarea justă a activelor la 31 decembrie 2025, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar în sumă de 68.281, mai mari cu 46 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, 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 şi completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licenţă, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziţia de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, faţă 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 **8.234** au fost mai mari cu 1.426 faţă de perioada ianuarie - septembrie 2025 (Grupul își desfășoară parțial activitatea în spații de birouri închiriate, dar are și drept de utilizare asupra unor utilaje luate în leasing). Potrivit *IFRS 16 – Contracte de leasing,* se recunoaște dreptul de utilizare a spațiilor închiriate, 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".

17. CHELTUIELI CU PERSONALUL

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Cheltuieli cu personalul, din care:	**397.747**	**403.199**
Cheltuieli cu salariile personalului	337.170	340.032
Cheltuieli sociale	13.291	12.033
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaţilor	19.431	17.705
Cheltuieli aferente contractului de mandat şi a altor comitete, comisii	4.393	5.009
Cheltuieli privind asigurările şi protecţia socială	32.087	29.549
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale şi asimilate	(8.914)	(1.085)
Alte cheltuieli	290	(44)

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în perioada ianuarie - septembrie 2026 înregistrează o diminuare comparativ cu ianuarie - septembrie 2025, determinată, în principal, de reluarea la venituri a unei părţi din provizioanele constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024, concomitent cu plăţile efectuate în baza sentinţelor judecătoreşti executorii, primite de Companie, concomitent cu o ușoară creștere a unor elemente de cheltuieli cum ar fi: cheltuieli cu salariile personalului, cheltuieli sociale, cheltuieli cu tichetele de masă, cheltuieli privind asigurările şi protecţia socială potrivit prevederilor legale aplicabile etc.

ii) Numărul salariaţi

La 30 septembrie 2026 şi 30 septembrie 2025, numărul angajaţilor cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă astfel:

Număr salariați	**30 septembrie 2026**	**30 septembrie 2025**
Transelectrica SA	1.988	2.013
Smart SA	593	591
Teletrans SA	230	253

18. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	126.294	121.486
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	809	899
Cheltuieli cu redevenţele şi chiriile	6.622	6.038
Alte cheltuieli	59.440	19.422
Total	**193.164**	**147.845**

În perioada ianuarie - septembrie 2026, aceste cheltuieli au înregistrat o creștere în sumă de 45.319 comparativ cu ianuarie - septembrie 2025, determinată, în principal, de creşterea unor elemente de cheltuieli, după cum urmează:

- creşterea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu protecţia civilă şi paza, cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu pregătirea personalului, cheltuieli cu redevenţa, cheltuieli privind valorificări deşeuri, cheltuieli privind energia achiziţionată pentru consum administrativ, cheltuieli cu studiile şi cercetările, cheltuieli plătite în baza hotărârilor judecătoreşti

executorii emise de instanţă acordate foștilor membri executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024, cheltuieli cu deplasările, cheltuieli privind cotizaţiile internaţionale etc.;

- înregistrarea în luna iunie 2026 a unor cheltuieli privind despăgubiri, reprezentând daune-interese compensatorii plătite de Companie către SN Nuclearelectrica SA, conform Sentinţei Civile nr. 2698/22.12.2020 a Tribunalului Bucureşti – Secţia a VI-a civilă și în baza Deciziei Civile nr. 1061/04.06.2026;
- înregistrarea în luna iunie 2026 a unor cheltuieli de exploatare reprezentând cuantumul obligaţiei fiscale aferente venitului majorat ca urmare a majorarii bazei de impozitare, plătite de Companie către SMART SA, conform Sentintei Civile nr. 768/20.03.2025 a Tribunalului Bucureşti – Secţia a VI-a civilă și executorie prin Decizia Civilă nr. 973A/22.05.2026 a Curţii de Apel Bucureşti, Secţia a VI-a Civilă;
- diminuarea unor alte elemente de cheltuieli, precum: cheltuieli privind impozitele, taxele şi vărsămintele asimilate etc.;

Cheltuielile cu redevenţele şi chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaştere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spaţii) şi sunt recunoscute în contul de profit şi pierdere. Acestea au fost în sumă de **6.622** în perioada ianuarie - septembrie 2026, mai mari cu 584 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 și cuprind:

- *cheltuielile cu chiriile* în sumă de 534, mai mari cu 71 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025;
- *cheltuielile cu redevența* în sumă de 6.088, mai mari cu 512 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025. Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevenţa se plăteşte trimestrial şi se înregistrează lunar cheltuiala cu redevenţa.

19. ALTE CÂŞTIGURI SAU PIERDERI

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
(Câştiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	(7.866)	505
(Câştiguri) / Pierderi depreciere imobilizări corporale	(1.137)	(2.827)
(Câştiguri) / Pierderi diferenţe de curs valutar activităţi operaţionale	907	836
(Câştiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(3.846)	3.238
Total	**(11.942)**	**1.752**

Începând cu anul 2025 Compania a considerat oportună reclasificarea unor elemente de cheltuieli prezentate la categoria ”Alte cheltuieli de exploatare” şi ”Rezultat financiar net”, prin introducerea unei noi categorii denumită ”Alte câştiguri sau pierderi”.

Începând cu anul 2025 Compania a considerat oportună reclasificarea unor elemente de cheltuieli prezentate la categoria ”Alte cheltuieli de exploatare” şi ”Rezultat financiar net”, prin introducerea unei noi categorii denumită ”Alte câştiguri sau pierderi”.

În perioada ianuarie - septembrie 2026 au fost înregistrate Câştiguri din vânzarea imobilizărilor corporale în sumă de 7.866 reprezentate, în principal, de veniturile din vânzarea mijloacelor fixe aprobate la casare (deșeuri nedezmembrate) şi Câştiguri privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare în sumă de 3.846 reprezentate în principal de reluarea la venituri a provizioanelor pentru litigii (Smart SA, Nuclearelectrica SA).

20. REZULTAT FINANCIAR NET

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Venituri din dobânzi	23.676	10.200
Venituri din diferențe de curs valutar	1.176	904
Alte venituri financiare	5.963	22.180
Total venituri financiare	**30.814**	**33.285**
Cheltuieli privind dobânzile	(1.848)	(1.695)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(1.311)	(2.157)
Alte cheltuieli financiare	(7)	(8)
Total cheltuieli financiare	**(3.166)**	**(3.860)**
Cota parte din profit/(pierdere) a investiţiilor	(300)	(269)
Rezultatul financiar net	**27.348**	**29.156**

La data de 30 septembrie 2026, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de **27.348**, mai mic cu 1.808 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, acesta fiind influenţat, în principal, de reducerea altor venituri financiare.

La 30 septembrie 2026, din valoarea totală de 1.848 a cheltuielilor privind dobânzile, suma de 819 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 unde în valoarea totală de 1.695 cheltuieli privind dobânzile), suma de 214 a reprezentat dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Cota parte din profit/(pierdere) a investiţiilor reprezintă partea din rezultatul aferent entităţii controlate în comun GECO Power Company. La data de 30 septembrie 2026 GECO a înregistrat pierdere, cota Companiei din aceasta pierdere reprezentând astfel o cheltuială în valoare de **300**.

Cursul de schimb al monedei naţionale înregistrat la 30 septembrie 2026 comparativ cu cel înregistrat la 30 septembrie 2025, se prezintă, astfel:

Moneda	**30 septembrie 2026**	**30 septembrie 2025**
Lei / Euro	5,2785	5,0811

21. LITIGII ȘI CONTINGENTE

- ***Angajamente***

La 30 septembrie 2026, Compania avea angajamente în valoare de **2.072.193** (2.484.362 la 31 decembrie 2025) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și retehnologizarea rețelei de transport.

- ***Litigii in 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 situaţii 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 creanţelor, valorificarea bunurilor, precum şi îndeplinirea celorlalte operaţiuni de lichidare, a fost

fixat următorul termen de judecată în data de **09.12.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanţelor 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 şi regularizare bonus in valoare de 11.024, precum şi suma de 1.322, reprezentând penalităţi 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, pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Suma de 12.346 a fost achitată de către Companie in mai 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 de 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 in vederea soluţionării declaraţiei de abţinere formulată de doamna judecător Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanţa respinge ca neîntemeiată cererea de abţinere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecător Pavelescu Silvia. Termen de judecatâ: 08.09.2026

După mai multe amânări, la termenul din 08.10.2026 instanța: Respinge cererea de efectuare a expertizei în specialitatea electroenergetică, ca neîntemeiată. Încuviinţează proba cu expertiză în specialitatea

contabilitate-fiscalitate, având următoarele obiective: 1. Să se stabilească dacă primele şi adaosurile salariale acordate de Transelectrica S.A în perioada 2020-2022 respectă prevederile Contractului Colectiv de Muncă, sens în care expertul va avea în vedere: - dacă în cazul primelor cu caracter special, în documentele care au stat la baza acordării acestora, au fost menţionate acţiunile cu impact major realizate de fiecare dintre salariaţi (care au beneficiat de astfel de prime) în desfăşurarea activităţilor derulate în cadrul entităţii; - dacă în cazul primelor cu caracter special, acordarea a avut la bază un document din care să rezulte aplicarea şi respectarea criteriilor stabilite prin Protocoalele încheiate cu organizaţia sindicală; - dacă în cazul adaosurilor salariale, prin documentele care reglementează acordarea de bonusuri salariaţilor companiei au fost stabilite sărbătorile legale sau evenimentele speciale pentru care sunt acordate acestea. - dacă în cazul adaosurilor salariale, prin documentele care au stat la baza acordării, pentru cazurile constatate de Curtea de Conturi, sunt menţionate în mod expres sărbătorile legale sau evenimentele speciale pentru care au fost acordate acestea. 2. Să se stabilească dacă ajustarea preţului contractului de lucrări nr. C277/21.12.2017 conform actului adiţional nr. 9/12.09.2022 reprezintă o majorare în mod nejustificat a preţului contractului, având în vedere că preţul contractului a fost stabilit în moneda euro. 3. Să se stabilească dacă potrivit cadrului legal şi normativ aplicabil la data ajustării, pentru ajustarea preţului contractelor de lucrări nr. C919/2019, nr. C920/2019 şi nr. C156/2021, Transelectrica S.A. avea dreptul de a ajusta profitul executanților, sau avea obligaţia de a realiza ajustarea doar în măsura strict necesară pentru acoperirea costurilor, fără profit. Respinge cererea de efectuare a expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate, în rest, ca neîntemeiată.
S-a stabilit termen de judecată **03.11.2026.**

- **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:
Soluţia TMB Admite excepţia prescripţiei. Respinge acţiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Soluţia 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 pronunţată de CAB. . In data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 şi s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiaşi instanţe. **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. Hotarâre 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 Naţională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieţei de Energie Electrică şi Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a V-a civilă. Respinge cererile părţilor de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Pentru sumele prezentate mai sus, Compania a înregistrat ajustări pentru deprecierea creantelor (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. Micşorarea numarului de actiuni detinute de Transelectrica la OPCOM.
Stadiu dosar: În data de 07.11.2023 Soluţia TMB pe scurt: a fost calificată excepţia inadmisibilităţii 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 si 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 PIEŢEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ŞI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti - Secţia a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosar: 44380/3/2024
Obiect dosar: pretenţii si încheiere act adiţional, cval. servicii calculare drepturi de încasat şi obligaţii de plată ale tranzacţiilor realizate de PRE si PPE plus dobândă legală
Valoare în litigiu: 2.914 ce reprezinta contravaloarea serviciilor prestate de către OPCOM în favoarea Transelectrica în temeiul Contractului nr. C 707/2022, pentru calcularea drepturilor de încasat şi a obligaţiilor de plată ale tranzacţiilor realizate de participanții la piața de echilibrare şi ale dezechilibrelor părţilor responsabile cu echilibrarea în perioada 01.01.2023 - 29.02.2023.
Stadiu dosar: Dupa mai multe amânări s-a stabilit următorul termen de judecată în data de **08.12.2026.**

La 30 septembrie 2026, Compania nu are înregistrat provizion pentru acest litigiu.

- **CONAID COMPANY SRL**

Dosar: 36755/3/2018
Obiect dosar: pretenţii si constatare refuz nejustificat încheiere act adiţional contract racordare RET C154/2012
Valoare în litigiu: 17.216 paguba suferită şi 100.000 euro beneficiu nerealizat estimat
Stadiu dosar:
Soluţia TMB: Admite excepţia prescripţiei dreptului material la acţiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Conaid a declarat apel.
Soluţia CAB: Admite apelul. Anulează sentinţa civilă apelată şi trimite cauza primei instanţe, pentru soluţionarea 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, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia 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 in anul 2019.

- **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosar: 2494/115/2018* / 2494/115/2018**
Obiect dosar: pretenţii sumă reprezentând chirii teren aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adaugă dobândă legală penalizatoare de la scadenţă şi până la plata efectivă
Valoare în litigiu: 17.038
Stadiu dosar: La termenul din 27.02.2025 instanţa respinge excepţia prescripţiei dreptului la acţiune privind pretenţiile constând în chiria aferentă anului 2015 şi excepţia tardivităţii formulării modificărilor de acţiune, excepţii invocate de pârâta Transelectrica S.A. Califică excepţia 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 Reşiţa în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.

Municipiul Reșița a declarat apel. La termenul din data de **06.05.2026,** instanţa a anulat apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**. A respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinţei civile nr. 595/29.05.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** ca nefondat. A respins cererea intimatei-pârâte având ca obiect obligarea apelantei-reclamante la plata cheltuielilor de judecată ca

nefondată. Admite excepţia tardivităţii formulării cererii de apel împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** invocată de intimata-pârâtă. Decade apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar din dreptul de a formula cererea de apel. Anulează apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice "TRANSELECTRICA" S.A. împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**.

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 majorarii bazei de impozitare rezultata din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + cheltuieli de judecata.

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 şi plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.194 de la data de 21.12.2021 şi până la data plăţii efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51 cu titlu de taxa de timbru şi suma de 3.000 lei cu titlu de onorariu de expert. Transelectrica a declarat apel. La termenul din 22.05.2026 instanta respinge apelul ca nefondat. S-a fixat termen de recurs la ICCJ pentru data de **04.12.2026**.

Pentru suma de 4.467, CNTEE Transelectrica SA a constituit provizion în anul 2022 pe care l-a reluat la venit la iunie 2026, concomitent cu înregistrarea cheltuielilor aferente plăților efectuate pentru punerea în executare a Sentinței civile nr. 768/20.05.52025, pronunțată de TMB și a Deciziei civile nr. 973A/22.05.2026, pronunțată de CAB.

- **ALTELE**

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: IBN Energy SRL, Liberty Galați SRL, Total Electric Oltenia SA, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Brăila, CET Govora, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, ISPE, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy, Dinergy Power și alții).

Grupul a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

- *Contingente*

La 30 septembrie 2026, 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.

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.

22. PĂRŢI AFILIATE

i) 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 importantă a vânzărilor și cumpărărilor înregistrate în anul încheiat la 30 septembrie 2026.

Achizitiile/vânzările si soldurile semnificative sunt in principal cu producatori/furnizori de energie electrica unde statul este acționar majoritar, după cum urmează:

	Achiziții		Datorii comerciale	
Furnizor	**30 sept 2026**	**30 sept 2025**	**30 sept 2026**	**30 sept 2025**
Hidroelectrica	663.742	540.747	92.441	92.441
Complexul Energetic Oltenia	203.153	363.827	32.155	32.155
Electrocentrale Bucuresti	196.850	148.047	5.678	5.678
Nuclearelectrica	93.583	173	2	2
Termo Ploiești	50.932	33.758	37	37
Societatea Electrocentrale Craiova	46.830	62.605	1.740	1.740
Thermoenergy Group SA	19.992	16.011	1.713	1.713
Termoficare Oradea SA	13.569	20.203	1.911	1.911
SCE Valea Jiului SA	7.151	6.831	584	584
SNGN Romgaz SA	5.083	5.536	510	510
OPCOM SA	1.866.352	1.596.635	226.563	51.782
TOTAL	**3.167.237**	**2.794.373**	**363.333**	**188.552**

	Vânzări		Creanțe comerciale*)	
Client	**30 sept 2026**	**30 sept 2025**	**30 sept 2026**	**30 sept 2025**
Hidroelectrica	853.752	445.127	165.718	70.760
Complexul Energetic Oltenia	99.351	86.030	27.576	8.102
Electrificare CFR SA	28.342	20.828	7.099	5.485
Nuclearelectrica SA	20.699	24.316	2.620	7.091
SNGN Romgaz SA	19.253	11.997	3.619	2.512
SCE Valea Jiului SA	16.713	10.149	1.364	704
Societate Electrocentrale Craiova	13.389	6.083	467	637
Electrocentrale București	9.434	15.401	82	851
Thermoenergy Group SA	1.843	1.150	141	42
CET Govora SA	934	1.121	28.191	28.408
OPCOM SA	1.323.540	1.188.849	237.740	61.199
TOTAL	**2.387.249**	**1.811.051**	**474.617**	**185.792**

**) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.*

Tipurile de tranzacţiile desfășurate în perioada ianuarie - septembrie 2026 și ianuarie - septembrie 2025 cu Opcom reprezintă tranzacţii de vânzare-cumpărare de energie electrică. De asemenea s-au încasat dividende de la Opcom în suma de 5.884.

23. INSTRUMENTE FINANCIARE

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.

Expunerea maximă la riscul de încasare la data raportării a fost:

	Valoarea netă 30 septembrie 2026	Valoareanetă 31 decembrie 2025
Active financiare		
Creanţe comerciale nete	3.618.805	2.422.234
Alte creanţe nete şi avansuri către fz	964.799	552.154
TVA de recuperat	421.266	396.616
Numerar şi echivalente de numerar	1.754.510	761.192
Total	**6.759.380**	**4.132.195**

Situația vechimii **creanțelor** *(creanţe comerciale nete)* la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 30 sept 2026	Ajustare depreciere 30 sept 2026	Valoarea bruta 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025
Neajunse la scadenţă	3.225.372	10	2.322.978	10
Scadenţa depăşită între 1 – 30 zile	303.178	-	(703)	-
Scadenţa depaşită 31 – 90 zile	587	-	1.666	-
Scadenţa depaşită 90 – 180 zile	863	-	9.826	160
Scadenţa depaşită intre 180 – 270 zile	26.925	25.760	642	-
Scadenţa depaşită intre 270 – 365 zile	5.649	5.593	22	-
Mai mult de un an	175.468	87.874	214.784	126.811
Total	**3.738.041**	**119.236**	**2.549.214**	**126.980**

Situația vechimii **altor creanțe** *(alte creanţe nete, avansuri către fz, tva de recuperat*) la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 30 sept 2026	Ajustare depreciere 30 sept 2026	Valoarea bruta 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025
Neajunse la scadenţă	1.327.906	-	905.613	330
Scadenţa depăşită între 1 – 30 zile	5.989	-	71	-
Scadenţa depaşită 31 – 90 zile	20.983	-	627	-
Scadenţa depaşită 90 – 180 zile	2.123	-	17.923	325
Scadenţa depaşită intre 180 – 270 zile	2.092	360	6.869	41
Scadenţa depaşită intre 270 – 365 zile	3.777	69	680	331
Mai mult de un an	93.770	70.145	88.750	70.737
Total	**1.456.640**	**70.574**	**1.020.533**	**71.764**

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea clienților** se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**126.981**	**128.066**
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	37.243	2.598
Reluare ajustări pentru depreciere	44.987	3.683
Sold la sfârșitul perioadei	**119.236**	**126.981**

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe** se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**71.764**	**73.033**
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.284	1.725
Reluare ajustări pentru depreciere	2.473	2.994
Sold la sfârșitul perioadei	**70.574**	**71.764**

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.

Numerarul este plasat în instituții financiare, care sunt considerate ca având risc minim.

24. EVENIMENTE ULTERIOARE

- **Hotărârea nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 06 octombrie 2026**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în data de 06 octombrie 2026, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, 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, a hotărât aprobarea rectificării Bugetului de venituri și cheltuieli pentru anul 2026 și estimările pentru perioada 2027-2028.

- **Convocarea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor**

Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–SA a convocat, în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală extraordinară a acționarilor în data de **09 noiembrie 2026** având următoarea ordine de zi:

1. Aprobarea Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035, în forma finală aprobată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în data de 03 septembrie 2026;

2. Aprobarea înstrăinării imobilului proprietatea Companiei din Județul Argeș, orașul Ștefănești, str. Cavalerului nr. 4E (fost nr. 323), în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR;

3. Informarea privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligaţii importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și credite și garanţii pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro.

- **Solicitare completare convocator ordinea de zi a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor**

Compania a adus la cunoștință publicului investitor faptul că **acționarul majoritar**, **Statul Român, prin Secretariatul General al Guvernului**, deținător a 43.020.309 acțiuni, reprezentând **58,69%** din capitalul social al Companiei, prin adresa nr. 20/31383/D.R. din 20.10.2026 (înregistrată în cadrul Transelectrica cu nr. 49613 din 20.10.2026), în temeiul art. 105 alin. (3) din Legea nr. 24/2017 *privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată,* coroborat cu prevederile art. 1171 din *Legea societăţilor* nr. 31/1990, republicată, cu modificările şi completările ulterioare, **a solicitat completarea ordinii de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor convocată pentru data de 09/10.11.2026** cu următoarele puncte:

1. Notificarea privind aprobarea în ședința Guvernului din data de 16 octombrie 2026 a Memorandumului cu tema: Demararea procedurilor prealabile în vederea declarării unor imobile de interes public, prin Hotărâre a Guvernului în temeiul art.296 alin. (4) Cod administrativ, de către Secretariatul General al Guvernului, în calitate de autoritate publică tutelară pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., semnat de Prim-Ministrul României, domnul Ilie-Gavril Bolojan;

2. Aprobarea demarării procedurilor de îndeplinire a condițiilor prevăzute de art. 296 alin (4) din Codul administrativ cu privire la contravaloarea stabilită conform raportului de evaluare efectuat de către evaluatori autorizați conform legii (la momentul finalizării evaluării) a imobilelor de interes public.”

- **Completarea convocatorului Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor *(conform solicitării acționarului Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului în***

conformitate cu art.11 alin.(5) din O.U.G. nr. 68/2019)

Având în vedere solicitarea acționarului Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului, în conformitate cu art. 11 alin.(5) din O.U.G. nr. 68/2019, formulată prin adresa nr. 20/31383/D.R. din 20.10.2026 (înregistrată în cadrul Transelectrica cu nr. 49613 din 20.10.2026), în temeiul art.1171 din Legea societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, art.105 alin. (3) din Legea nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale art.189 din Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, Directoratul Companiei a completetat ordinea de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor care va avea loc în data de **09 noiembrie 2026** cu următoarele puncte:

1. Notificarea privind aprobarea în ședința Guvernului din data de 16 octombrie 2026 a Memorandumului cu tema: Demararea procedurilor prealabile în vederea declarării unor imobile de interes public, prin Hotărâre a Guvernului în temeiul art.296 alin. (4) Cod administrativ, de către Secretariatul General al Guvernului, în calitate de autoritate publică tutelară pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., semnat de Prim-Ministrul României, domnul Ilie-Gavril Bolojan;

2. Aprobarea demarării procedurilor de îndeplinire a condițiilor prevăzute de art. 296 alin (4) din Codul administrativ cu privire la contravaloarea stabilită conform raportului de evaluare efectuat de către evaluatori autorizați conform legii (la momentul finalizării evaluării) a imobilelor de interes public;

3. Aprobarea Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026 – 2035, în forma finală aprobată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în data de 03 septembrie 2026;

4. Aprobarea înstrăinării imobilului proprietatea Companiei din Județul Argeș, orașul Ștefănești, str. Cavalerului nr. 4E (fost nr. 323), în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR;

5. Informarea privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligaţii importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și credite și garanţii pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro;

În cazul în care nu se va întruni cvorumul necesar la data menționată, Adunarea generală extraordinară a acționarilor se va ține la data de **10 noiembrie 2026.**

- **Convocarea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor**

Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–SA a convocat, în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală ordinară a acționarilor în data de **13 noiembrie 2026**, având pe ordinea de zi:

1. Aprobarea formulării unei acțiuni în pretenții în contradictoriu cu Dogaru-Tulică Adina Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae, membrii Consiliului de Supraveghere care au emis Decizia nr. 25/25.06.2021, în vederea recuperării prejudiciului cauzat C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. ca urmare a revocării membrilor Directoratului (Cătălin Nițu, Ovidiu Anghel, Andreea-Mihaela Miu, Bogdan Marcu și Marius Viorel Stanciu) și împuternicirea Directoratului de a exercita acțiunea în justiție, respectiv de a promova şi semna cererea de chemare în judecată a lui Dogaru-Tulică, Adina-Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae;
2. Informarea Adunării Generale a Acționarilor privind litigiile cu o valoare mai mare de 500.000 euro conform art. 25, lit. n), pct. ii al Actului constitutiv al Companiei.

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Societate administrată în sistem dualist

Situaţii Financiare Interimare Consolidate Simplificate
la data și pentru perioada de nouă luni încheiată la
30 septembrie 2026

Întocmite în conformitate cu
Standardele Internaţionale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană (IFRS-EU)

în baza Standardului de Contabilitate 34 – "Raportare Financiară Interimară"

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 modificărilor capitalurilor 8
Situația consolidată a fluxurilor de trezorerie 9
1. DESCRIEREA ACTIVITAŢII SI INFORMAŢII GENERALE 11
2. BAZELE ÎNTOCMIRII 13
3. POLITICI CONTABILE 14
4. IMOBILIZĂRI CORPORALE, NECORPORALE ȘI FINANCIARE 17
5. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE 22
6. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR 26
7. CAPITALURI PROPRII 27
8. VENITURI IN AVANS 28
9. ÎMPRUMUTURI 29
10. DATORII COMERCIALE ŞI ALTE DATORII 31
11. PROVIZIOANE 33
12. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE 33
13. IMPOZITUL PE PROFIT 34
14. VENITURI DIN EXPLOATARE 34
15. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI ŞI PIAŢA DE ECHILIBRARE 38
16. AMORTIZARE 40
17. CHELTUIELI CU PERSONALUL 41
18. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE 41
19. ALTE CÂŞTIGURI SAU PIERDERI 42
20. REZULTAT FINANCIAR NET 42
21. LITIGII ŞI CONTINGENTE 42
22. PĂRŢI AFILIATE 47
23. INSTRUMENTE FINANCIARE 48
24. EVENIMENTE ULTERIOARE 50

	Nota	30 septembrie 2026 IFRS	31 decembrie 2025 IFRS
Active			
Active imobilizate	**4**		
Imobilizări corporale		6.900.632	6.414.639
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing		57.361	6.958
Imobilizări necorporale		43.378	51.517
Titluri puse în echivalenţă		3.073	3.372
Imobilizări financiare		40.587	40.309
Total active imobilizate		**7.045.031**	**6.516.795**
Active circulante			
Stocuri		54.375	60.662
Creanțe comerciale și alte creanțe	**5**	5.004.870	3.371.004
Impozit pe profit de recuperat		141	12.181
Numerar și echivalente de numerar	**6**	1.754.510	761.192
Total active circulante		**6.813.897**	**4.205.039**
Total active		**13.858.927**	**10.721.834**
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social		733.031	733.031
Prima de emisiune		50.222	50.222
Rezerve legale		146.606	146.606
Rezerve din reevaluare		1.415.471	1.496.393
Alte rezerve		336.292	299.170
Rezultatul reportat		3.906.694	3.172.260
Total capitaluri proprii atibuibile proprietarilor Grupului	**7**	**6.588.317**	**5.897.682**
Interese minoritare		-	-
Total capitaluri proprii		**6.588.317**	**5.897.682**
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	**8**	1.607.798	831.220
Împrumuturi pe termen lung	**9**	1.015	1.471
Alte împrumuturi și datorii asimilate-Leasing termen lung	**4**	44.709	3.181
Datorii privind impozitele amânate		201.046	191.919
Obligații privind beneficiile angajaților		88.113	83.979
Total datorii pe termen lung		**1.942.681**	**1.111.770**

	Nota	30 septembrie 2026 IFRS	31 decembrie 2025 IFRS
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	**10**	5.203.155	3.424.075
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing termen scurt	**4**	13.011	3.629
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	**12**	23.483	22.585
Împrumuturi pe termen scurt	**9**	2.660	184.354
Provizioane	**11**	25.639	38.399
Venituri în avans pe termen scurt	**8**	48.816	24.041
Impozit pe profit de plată		-	-
Obligații privind beneficiile angajaților		11.165	15.299
Total datorii curente		**5.327.929**	**3.712.382**
Total datorii		**7.270.610**	**4.824.152**
Total capitaluri proprii și datorii		**13.858.927**	**10.721.834**

	Nota	30 septembrie 2026 IFRS	30 septembrie 2025 IFRS
Venituri din exploatare	**14**		
Venituri din serviciul de transport		1.951.458	1.665.732
Venituri din servicii de sistem		570.939	395.105
Venituri privind piața de echilibrare		2.220.903	2.039.446
Alte venituri		130.973	78.991
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	**15**	(562.287)	(486.687)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	**15**	(2.217.172)	(2.039.417)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	**15**	(447.943)	(551.081)
Amortizare	**16**	(248.246)	(230.852)
Cheltuieli cu personalul	**17**	(397.747)	(403.199)
Reparații și mentenață		(32.344)	(48.167)
Cheltuieli cu materiale și consumabile		(30.823)	(20.781)
Alte cheltuieli din exploatare	**18**	(193.164)	(147.845)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor		(6.052)	(3.731)
Alte câştiguri sau pierderi	**19**	11.942	(1.752)
Rezultat din exploatare		**750.438**	**245.764**
Venituri financiare		30.814	33.285
Cheltuieli financiare		(3.166)	(3.860)
Cota parte din profit/(pierdere) a investiţiilor		(300)	(269)
Rezultat financiar net	**20**	**27.348**	**29.156**
Rezultat înainte de impozitul pe profit		**777.786**	**274.920**
Impozit pe profit	**13**	(93.704)	(31.044)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue		**684.082**	**243.876**
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:			
Acţionarilor Companiei		684.082	243.876
Intereselor care nu controlează		-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)		**9,33**	**3,33**

**Rezultatul diluat este egal cu cel de bază, întrucât Grupul nu deține instrumente care ar putea fi convertite în acțiuni ordinare.*

	Nota	30 septembrie 2026 IFRS	30 septembrie 2025 IFRS
Rezultatul exercițiului		**684.082**	**243.876**
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		**-**	(213)
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale		**-**	18.050
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate		**-**	-
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)		**-**	**17.837**
Rezultatul global total		**684.082**	**261.713**
Atribuibil:			
Acţionarilor Companiei		684.082	261.713
Intereselor care nu controlează		-	-

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 9 noiembrie 2026:

Directorat,

Ștefăniță MUNTEANU
Președinte

Cătălin-Constantin NADOLU	**Cosmin-Vasile NICULA**	**Florin-Cristian TĂTARU**
Membru Directorat	Membru Directorat	Membru Directorat

Ana Iuliana Dinu
Director Direcţia Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA – IFRS UE
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCIȚIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 30 SEPTEMBRIE 2026
(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 2026	**733.031**	**50.222**	**146.606**	**1.496.393**	**299.170**	**3.172.260**	**5.897.682**	**-**	**5.897.682**
Rezultatul global al periodei	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	-	**-**	**-**	**-**
Rezultatul exerciţiului	-	-	-	-	-	684.082	**684.082**	-	684.082
Alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Recunoaşterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Total alte elemente ale rezultatului global	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Total rezultat global al perioadei	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**684.082**	**684.082**	**-**	**684.082**
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(80.922)	-	80.922	**-**	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	**-**	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	4.616	4.616	-	4.616
Total alte elemente	**-**	**-**	**-**	**(80.922)**	**-**	**85.538**	**4.616**	**-**	**4.616**
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	37.122	-	37.122	-	37.122
Alte reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividend	-	-	-	-	-	(35.186)	(35.186)	-	(35.186)
Total tranzacţii cu proprietarii	**-**	**-**	**-**	**-**	**37.122**	**(35.186)**	**1.936**	**-**	**1.936**
Sold la 30 septembrie 2026	**733.031**	**50.222**	**146.606**	**1.415.471**	**336.292**	**3.906.694**	**6.588.317**	**-**	**6.588.317**

	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**	**2.873.861**	**5.656.984**	**-**	**5.656.984**
Rezultatul global al periodei									
Rezultatul exerciţiului	-	-	-	-	-	440.158	440.158	-	440.158
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoaşterea 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 tranzacţii 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**

	Nota	30 septembrie 2026 IFRS	30 septembrie 2025 IFRS
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profit/Pierdere netă		**684.082**	**243.876**
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul de profit		93.704	31.044
Cheltuieli cu amortizarea		248.246	230.852
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale		37.243	2.269
Venituri din reversarea provizioanele pentru deprecierea creanțelor comerciale		(44.987)	(220)
Pierderi din debitori diverși		13.853	1.724
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși		(52)	64
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor		(1.550)	(1.225)
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net		(7.866)	505
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privid imobilizările corporale		(1.137)	(2.827)
Cheltuieli/Venituri privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net		(12.760)	2.288
Cheltuieli financiare nete privind ajustarile pentru pierderea de valoare a imobilizarilor		368	1.661
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din dif de curs valutar		(27.716)	(29.876)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant		**981.427**	**480.133**
Modificări în:			
Stocuri		7.909	(12.059)
Clienți și conturi asimilate		(1.635.487)	1.331.230
Datorii comerciale și alte datorii		1.809.529	(1.114.924)
Titluri puse în echivalenţă	**4**	300	269
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale		897	(4.227)
Venituri în avans		598.844	258.448
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		**1.763.419**	**938.871**
Dobânzi plătite		(1.415)	(1.534)
Impozit pe profit plătit		(71.771)	(43.180)
Numerar net generat din activitatea de exploatare		**1.690.232**	**894.157**
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale		(746.927)	(435.111)
Titluri de participare deţinute la GECO Power Company		-	(3.750)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE		239.631	9.087
Dobânzi încasate		23.577	10.110
Incasări din vânzarea de imobilizări corporale		8.925	3.257
Dividende încasate		7.666	23.026
Numerar net utilizat în activitatea de		**(467.129)**	**(393.381)**

	Nota	30 septembrie 2026 IFRS	30 septembrie 2025 IFRS
investiții			
Fluxuri de trezorerie utilizate in activitatea de finantare			
Rambursări împrumuturi pe termen lung	**9**	(6.156)	(18.104)
Plăți leasing	**4**	(10.776)	(9.613)
Dividende plătite		(37.049)	(279.536)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		**(53.981)**	**(307.253)**
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie		583.771	707.174
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar		**1.169.122**	**193.524**
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei		**1.752.893**	**900.698**

1. DESCRIEREA ACTIVITAŢII SI INFORMAŢII GENERALE

Principala activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania") și a filialelor sale (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. 2706/2025, aprobată prin Decizia ANRE nr. 2505/02.12.2025, cu Condițiile generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare precum și cu certificarea finală a Companiei ca operator de transport şi sistem al Sistemului Electroenergetic Naţional conform modelului de separare a proprietății ("ownership unbundling"), realizată 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 30 septembrie 2026 ale Grupului întocmite în conformitate cu Standardele Internaţionale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană cu modificarile ulterioare (IFRS-EU) sunt disponibile la sediul social al Companiei situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Situațiile financiare consolidate ale Grupului întocmite la data de 30 septembrie 2026 nu sunt auditate.

Prezentele Situații Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 30 septembrie 2026, cuprind informaţiile financiare ale Societății mamă și ale filialelor sale Smart SA și Teletrans SA, dar şi ale societăţii controlate în comun GECO Power Company.

STRUCTURA GRUPULUI

Companiile care intră în perimetrul de consolidare precum şi procentul participaţiilor deţinute de Companie sunt prezentate în continuare:

Entitatea	Ţara de origine	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025	Metoda de consolidare
		% participaţie	% participaţie	
SMART SA	România	100%	100%	Integrării globale
TELETRANS SA	România	100%	100%	Integrării globale
GECO POWER COMPANY	România	25%	25%	Punere în echivalenţă

SMART SA

Filiala Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART" SA a fost înfiinţată 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.

Filiala are ca activitate principală efectuarea de revizii şi reparaţii la aparatură şi echipamente primare din reţelele electrice (astfel încât instalaţiile RET să funcţioneze în condiţii sigure la nivelul de performanţă cerut prin licenţă), remedierea incidentelor la instalaţii electrice, prestări de servicii în domeniul energetic, servicii energetice pentru sistemul energetic şi microproducţie de echipamente electrice. Societatea are 8 sucursale fără personalitate juridică.

Misiunea SMART SA este cea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Reţelei 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.

Filiala oferă servicii profesionale la un nivel de performanţă ridicat, respectiv, mentenanţă, reparaţii, expertizări, consultanţă pentru:

- Aparataj şi echipamente de joasă, medie, înaltă şi foarte înaltă tensiune – pana la 750kV inclusiv,
- Echipamente şi circuite de protecţii, automatizări, măsură, comandă – control,
- Transformatoare şi autotransformatoare de toate puterile şi toate tensiunile,

- Linii electrice aeriene şi în cablu de toate nivelele de tensiune.

Capitalul social subscris şi vărsat la 30.09.2026 este de 38.529, Transelectrica fiind acţionarul unic. Rezultatele filialei SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acţiunile SMART sunt deţinute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS SA

Filiala TELETRANS SA a fost înfiinţată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 şi a Ordinelor Ministerului Industriei şi Comerţului nr. 3098 şi nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informatiei pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeaşi timp, Filiala are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piaţa liberalizată de comunicaţii 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.

Filiala are un înalt nivel de competenţă în domenii cu un caracter profund de unicitate privind managementul sistemelor şi proceselor din industria energiei.

În baza Statutului şi 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 retehnologizate.

Serviciile furnizate de Teletrans au fost în principal servicii de IT/Tc către Transelectrica, servicii de mentenanţă a sistemului de contorizare locală la nivelul staţiilor electrice ale Companiei, servicii de mentenanţă a sistemului de telecontorizare aferent pieţei angro de energie electrică şi servicii de telecomunicaţii prin comercializarea excedentului de capacităţi existente în infrastructura de comunicaţii de fibră optică.

În conformitate cu Hotărârea nr.3/13 februarie 2025, în temeiul art.12 alin.(2) lit.f) din Actul Consitutiv al societății Teletrans SA, Adunarea generală a acționarilor Societății a decis fuziunea prin absorbție a Societății Teletrans SA (în calitate de societate absorbantă) cu societatea Formenerg SA (în calitate de societate absorbită).

În data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție. Ca efect al operațiunii de fuziune, la 30 septembrie 2025, 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.

Capitalul social subscris şi vărsat la 30.09.2026 este de 6.978, Transelectrica fiind acţionarul unic. Rezultatele filialei Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acţiunile TELETRANS sunt deţinute 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 raspundere 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 Romania, 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, Romania 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 Romania și Republica Azerbaidjan,

Adresa sediului social este în Romania, București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306, obiectul de activitate fiind Activități ale holdingurilor.

Capitalul social subscris şi vărsat al societății este de 15 mil lei, fiind împărțit într-un număr de 1.500.000 părți sociale cu o valoare nomială 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 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 Electice 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 siguranței și securității în funcționare a Sistemului Energetic Național (SEN), cu respectarea normelor și performanțelor prevăzute de reglementările tehnice în vigoare și prestarea unui serviciu public pentru toți utilizatorii rețelelor electrice de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistantă pentru toți participanții la piață.

2. BAZELE ÎNTOCMIRII

Declaraţie de conformitate

Situatiile Financiare Interimare Consolidate Simplificate sunt prezentate în conformitate cu cerinţele IAS 34 Raportarea financiară interimară. Acestea nu includ toate informațiile necesare pentru un set complet

de situații financiare în conformitate Standardele Internaționale de Raportare Financiară ("SIRF") şi trebuie să fie citite împreună cu *Situaţiile Financiare Consolidate întocmite la data şi pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, întocmite în conformitate cu Standardele Internaţionale de Raportare Financiară („IFRS") adoptate de Uniunea Europeană („IFRS-UE").* Cu toate acestea, anumite note explicative sunt incluse pentru a explica evenimentele și tranzacțiile care sunt semnificative pentru înțelegerea modificărilor survenite în poziția financiară și performanța Grupului de la ultimele situații financiare anuale consolidate la data de și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

Utilizarea de estimări şi judecăţi

Raționamentele semnificative utilizate de către conducere pentru aplicarea politicilor contabile ale Grupului și principalele surse de incertitudine referitoare la estimări au fost aceleași cu cele aplicate situațiilor financiare consolidate la data de și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

3. POLITICI CONTABILE

Politicile contabile aplicate în aceste situații financiare interimare consolidate sunt aceleași cu cele aplicate în situațiile financiare consolidate ale Grupului la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

Derecunoaştere capitalizării consumului propriu tehnologic

Până la 31 decembrie 2021, situatiile 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 a inclus o noua clauză legată de acoperirea consumului propriu tehnologic, faţă de costurile incluse în tarifele reglementate, care se capitalizează trimestrial si 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 situatii financiare in 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 catre Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Grupul a întreprins măsurile impuse în vederea respectarii cerințelor întocmirii și publicării situațiilor financiare consolidate începând cu exercițiul financiar 2024 și în conformitate cu IFRS-UE cu retratarea soldurilor de deschidere, cu respectarea referentialului International de Raportare Financiară IAS 38 Imobilizări necorporale.

Elaborarea unui set de situaţii financiare consolidate conforme cu IFRS-UE s-a realizat pentru a răspunde cerinţelor Autoritatii de Supraveghere Financiară, respectiv pentru conformitatea de incadrare in prevederile art.65 alin.(3), din Legea nr.24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

În situația **poziției financiare** Grupul a ajustat valorile raportate în situațiile financiare consolidate întocmite la data de 30.09.2026 în conformitate cu prevederile OMFP 2844/2016, respectiv elementele care au fost derecunoscute sunt următoarele:

- Derecunoșterea imobilizărilor necorporale nete reprezentate de CPT suplimentar în valoare de *139.425.*

În **contul de profit și pierdere** Grupul a ajustat valorile raportate în situațiile financiare consolidate întocmite la data de 30.09.2026 în conformitate cu prevederile OMFP 2844/2016, respectiv elementele care au fost derecunoscute sunt următoarele:

- *Derecunoaștere* Cheltuiala cu amortizarea imobilizărilor corporale cu privire la CPT suplimentar în valoare de *68.281*.
- Efectul impozitului impozitului amânat aferent ajustărilor de mai sus în valoare de *(10.925).*

Bazele consolidării

(i) Investiţii financiare

Grupul deţine controlul asupra unei entităţi atunci când este expus la, sau are dreptul la câştiguri variabile ce rezultă din implicarea sa în entitate şi are capacitatea de a afecta aceste câştiguri prin puterea asupra entităţii. Situaţiile financiare ale societăţilor incluse în perimetrul de consolidare sunt incluse în situaţiile financiare consolidate din momentul în care începe exercitarea controlului şi 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 societăţi pe acţiuni. La două dintre societăţi Transelectrica (Teletrans şi Smart) este unic acţionar și acționar majoritar în cazul societăţiiOPCOM.

Precizăm faptul că Transelectrica a deținut calitatea de acționar unic şi la socităţile ICEMENERG SA, ICEMENERG SERVICE şi FORMENERG SA (societăţile care la data prezentei sunt radiate la ONRC). 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.

Dintre investiţiile Companiei societăţile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului prin metoda integrării globale.

Nu a fost luată în considerare la întocmirea situaţiilor financiare consolidate: investiţia în societatea OPCOM întrucât administrarea se desfăşoară potrivit reglementărilor stabilite de ANRE, iar Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale acesteia.

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

Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale "OPCOM" S.A. îndeplineşte rolul de administrator al pieţei de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil şi eficient pentru desfăşurarea tranzacţiilor comerciale în cadrul pieţei angro de energie electrică și desfasoară activitaţi de administrare a pieţelor centralizate în sectorul gazelor naturale, în conditii de consecvenţă, corectitudine, obiectivitate, independenţă, echidistanţă, transparenţă şi nediscriminare.

Capitalul social subscris şi vărsat al societăţii OPCOM la 30.09.2026 este de 31.366 mii lei, Transelectrica participând la acea dată la capitalul social în calitate de acţionar majoritar. Structura acţionariatului este următoarea:

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

OPCOM se supune regulilor ANRE şi are o poziţie independentă pe piaţa 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 Internaţional 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:

- Existenta puterii de decizie asupra entitatii respective: OPCOM isi desfasoara activitatea intr-un cadru strict reglementat de autoritatile de profil, independent de politicile comerciale ale Transelectrica.

Deciziile operationale si strategice relevante pentru OPCOM sunt dictate de reglementari specifice sectorului energetic si nu pot fi influentate discretionar de actionarul majoritar

- Expunerea sau dreptul la randamente variabile rezultate din implicarea in OPCOM: Transelectrica nu are posibilitatea de a decide asupra politicii de preturi sau de a influenta direct nivelul veniturilor si rezultatelor financiare ale OPCOM
- Capacitatea de a utiliza controlul pentru a influenta randamentele: Chiar daca Transelectrica detine majoritatea actiunilor, nu are capacitatea efectiva de a utiliza aceasta pozitie pentru a influenta rezultatele economice ale OPCOM, intrucat acestea sunt determinate preponderent de cadrul legislativ si de reglementarile impuse de autoritati.

Totodată Transelectrica nu exercită influenţă semnificativă asupra activităţii desfăşurate de OPCOM, iar decizia de a nu consolida este susţinută de raţionamente şi 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 şi 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 şi control asupra politicilor financiare şi operationale. Situaţiile financiare consolidate includ cota-parte a Grupului din rezultatele entităţilor asociate pe baza metodei punerii în echivalenţă.

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 împărţit într-un număr de 1,5 mil părţi sociale, distribuite în mod egal între cele 4 entităţi participante la capital. Părţile sociale conform actului constitutiv conferă drepturi egale. Participarea la beneficii şi la pierderi se va face proporţional cu părţile sociale.

Asociaţii fondatori ai companiei de proiect sunt CNTEE Transelectrica SA, JSC Georgian State Electrosystem, ”AZERENERJI” Open Joint Stock Company şi 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 şi va conecta România şi Georgia, conexiunea fiind prelungită şi în Ungaria şi Azerbaidjan, în conformitate cu acordul între Guvernele statelor Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria.

Compania nou înfiinţată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlata în comun, de tip Join Venture. Astfel situaţiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societăţii GECO pe baza metodei punerii în echivalenţă. 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 societăţilor 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) *Tranzacţii eliminate la consolidare*

Soldurile și tranzacţiile în cadrul Grupului, precum şi orice venituri sau cheltuieli nerealizate rezultate din tranzacţii în cadrul Grupului sunt eliminate la întocmirea situaţiilor financiare consolidate. Profiturile nerealizate aferente tranzacţiilor cu entitaţile asociate contabilizate prin metoda punerii în echivalenţă sunt eliminate în contrapartidă cu investiţia în entitatea asociată în masura interesului Grupului în entităţile asociate. Pierderile nerealizate sunt eliminate în acelaşi fel ca și câstigurile nerealizate, însă numai în masura în care nu există indicii de depreciere a valorii.

4. IMOBILIZĂRI CORPORALE, NECORPORALE ȘI FINANCIARE

a) Imobilizări corporale

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 30 septembrie 2026 faţă de 31 decembrie 2025 pe fondul creşterii sumelor imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiţii în staţiile şi 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:

- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 74.005;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 62.462;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier - Reşiţa - Timişoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 60.206;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 34.731;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu, 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 – 33.466;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 2 - Stații CEF Zona 1 STT București – 32.267;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 32.038;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - Stații CEF Zona STT Constanța – 28.457;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 3 - Stații CEF Zona 2 STT București – 25.724.

În primele nouă luni ale anului 2026, cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, în sumă de 427.798, sunt reprezentate în principal de punerea în funcţiune a obiectivelor de investiţii, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, din care enumerăm pe cele mai semnificative:

- 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 – 269.379;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - stații CEF Zona STT Constanța – 28.675;
- Instalarea Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CN Transelectrica SA - LOT4 - stații CEF Zonele STT Cluj, Pitești, Sibiu, Timișoara – 16.535;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 1 - stații CEF zona STT Bacău – 12.835;

- Relocare LOT 1 (intersecțiile 1-5) Focșani - Bacău – 12.999;
- Racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere CEF 165,141 MW Iepurești, amplasat în localitatea Iepurești, județul Giurgiu – 11.096;
- Realizarea lucrărilor de racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere și de consum Instalație de Stocare Fântânele cu putere maximă simultană aprobată pentu evacuare de 34,270 MW, cu puterea instalată de 35,2 MW – 9.472;
- Relocare rețele electrice de înaltă tensiune - LEA 400KV Gutinaș - Bacău Sud și autostrada Focșani - Bacău lot 3 – 8.667;
- 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) – 8.103;
- Extindere funcții SCADA - implementarea funcțiilor noi și a modificărilor software în sistemul informatic EMS – SCADA – 6.410;
- Montare dispozitive antigalopare pentru diminuare efecte galopare conductoare active pe LEA 400 kV s.c. Slatina-Drăgănești Olt și LEA 220 kV d.c. Slatina-Grădiște – 5.226;
- Racordare la rețeaua electrică de interes public a locului de producere CEF 7.5 MW Anasun Energy SRL amplasată în zona loc. Ulmi - Jud. Dâmbovița – 4.146;
- Serviciul de proiectare pentru racordarea la rețeaua electrică de interes public a locului de producere CEF Văcărești cu putere instalată de 112,500 MW și putere aprobată pentru evacuare de 108,690 MW, Văcărești, jud. Dâmbovița – 4.093;
- Racordare instalație de stocare 100 MW în Stația 220/110 kV Iaz – 3.006;
- Modernizare depozit Fratelia - ST Timișoara – 2.012.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuţie la 30 septembrie 2026, în sumă de **1.427.781**, 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 – 333.950;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 142.870;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 129.468;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpu, 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 – 96.887;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porţile de Fier - Reşiţa - Timişoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 79.106;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 61.588;
- Stația 400 kV Stâlpu – 56.250;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 52.580.

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanţare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotarâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

b) Imobilizări necorporale

Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuţie** la 30 septembrie 2026, în sumă de **10.577**, este reprezentat de proiectele aflate în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3.683;
- Dezvoltare platformă MARI – 3.132;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 3 - Stații CEF Zona 2 STT București – 600;
- Dezvoltare platformă PICASSO – 550;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 2 - Stații CEF Zona 1 STT București – 500.

În primele nouă luni ale anului 2026 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de 2.945, astfel:

- Optimizarea funcţionării 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) - Licență soft monitorizare – 1.813;
- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT 5 - stații CEF Zona STT Constanța și LOT 1 - stații CEF zona STT Bacău- Licențe SCADA – 995;
- Infrastructura backup-restore pentru teleconducere – 138.

c) Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 30 septembrie 2026 în valoare de **40.587**, respectiv 40.309 la 31 decembrie 2025, este reprezentat, în principal:

a) de garanții 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.

b) de acțiuni deținute de Companie, valoarea netă a acestora este de 34.154, astfel:

Investitiile Companiei	Participatie %	30 septembrie 2026	Participatie %	31 decembrie 2025
Acțiuni deținute la OPCOM	97,84	30.687	97,84	30.687
Acțiuni deținute la BRM	0,35	28	0,35	28
Acțiuni deținute la TSC NET	6,25	2.207	6,25	2.207
Acțiuni deținute la Joint Allocation Office SA	3,85	1.232	3,85	1.232
Total acțiuni		**34.154**		**34.154**

BRM (Bursa Română de Marfuri S.A.)

Societate pe acţiuni, de tip închis, care prin obiectul de activitate, modul de organizare şi funcţionare este o bursă de mărfuri, astfel cum este aceasta reglementată de Legea nr.375/2005 privind bursele de mărfuri şi o societate de servicii de investiţii financiare conform Legii nr.126/2018 privind pieţele de instrumente financiare.

Printre acţionarii BRM se află şi Compania care deţine 28 de acţiuni 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.

Investiţia 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 înfiinţată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlata în comun, de tip Join Venture. Astfel situaţiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societăţii GECO pe baza metodei punerii în echivalenţă.

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Cota participare (%)	25%	25%
Cota-parte din capitalul social	3.750	3.750
Cota-parte din rezultatul reportat	(378)	-
Cota parte din rezultatul exercitiului ajustat: pierdere	(300)	(378)
Sold la sfârşitul perioadei de raportare	**3.073**	**3.372**

d) Drepturi de utilizare a activelor luate în leasing

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spaţiilor 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, a avut 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).

La data de 24.03.2026 a fost semnat Actul Aditional nr. 3 la contractul C232/2020 pentru o perioada de 3 luni (01.04.2026-30.06.2026) majorând valoarea contractului cu 517.590 euro (fără TVA).

La data de 26.06.2026 a fost semnat contractul C390 – Servicii de închiriere a unui spațiu într-o clădire de birouri, respectiv mentenanță necesară funcționării CNTEE Transelectrica SA pentru o suprafață de 9.395 mp, 58 locuri de parcare cu o durată de 60 luni (până la 30 iunie 2031) și o valoare de 11.781.330 euro (fără TVA).

La data de 30 septembrie 2026, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spaţiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de **53.249**.

Smart SA a avut încheiat un contract de închiriere care consta 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

cuantum de 10 euro/mp reprezentând 4.497,5 euro/lună, cu act aditional de prelungire până la sfârşitul anului 2025.

În data de 8 ianuarie 2026 a fost încheiat un nou contract de locaţiune între Smart şi RAPPS care constă în închirierea imobilului corp D1, etaj 8 situat în Piaţa Presei Libere, nr.1 în suprafaţă 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 adiţionale. În timpul anului 2026 sunt active două noi contracte pentru Filiala Smart, respectiv un contract pe un an cu posibilitatea de prelungire în valoare de 1.081,55 eur/luna, respectiv un contract pe un an jumătate în valoare de 750 eur/luna.

Totodata Smart are încheiat contract pentru active cu drept de utilizare pentru vehicule, iar dreptul de utilizare se amortizează pe durata de viață a vehiculelor fiind vorba de utilaje mari folosite pentru intervențiile pentru mentenanță și reparații rețea. Valoarea ratei lunare este de 12.844,76 euro, contract de leasing este încheiat pentru 60 de luni, începând cu luna ianuarie 2025.

Teletrans SA are încheiat un contract de închiriere care constă în închiriere clădire, teren aferent și curte imobil, în suprafață estimată de 1.080 mp închiriabili și curte în folosință exclusivă de 196 mp situat în strada Stelea Spătaru nr.12, cu act adiţional semnat în anul 2024 pentru prelungire până în iulie 2028. Actul adițional implică 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.

Valoarea netă a Imobilizărilor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing pentru Smart și Teletrans la data de 30 septembrie 2026 este 4.113.

Datoria de leasing

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este după cum urmează:

Evolutia datoriilor de leasing in perioada ianuarie- septembrie 2026 respectiv anul 2025 se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**6.810**	**8.932**
Intrări	59.875	8.643
Ieșiri	(8.965)	(10.766)
Sold la sfarsitul perioadei	**57.720**	**6.810**

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, situația datoriilor de leasing se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
In termen de 1 an	13.011	3.629
Între 1 şi 5 ani	44.709	3181
Peste 5 ani	-	-
Total	**57.720**	**6.810**

Sume recunoscute în Situaţia profitului sau a pierderii

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Amortizarea activelor reprezentând drepturi de utilizare	8.234	6.808
Cheltuieli cu dobânzile	819	214
Total	**9.052**	**7.022**

Sume recunoscute în Situaţia fluxurilor de trezorerie

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Ieşirile totale de numerar aferente contractelor de leasing	**(10.776)**	**(9.613)**

5. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, creanțele comerciale și alte creanțe se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Creanțe comerciale	3.738.041	2.549.214
Alte creanțe	274.443	248.977
Avansuri către furnizori	760.931	374.940
TVA de recuperat	421.266	396.616
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(119.236)	(126.980)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(70.574)	(71.764)
Total	**5.004.870**	**3.371.004**

Structura creanțelor comerciale se prezintă astfel:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Clienți – piața de energie din care:	3.720.842	2.531.401
- clienți - activitate operațională – energie	3.235.106	1.884.104
- clienți - piața de echilibrare	335.908	501.989
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	149.829	145.308
Clienți din alte activități	17.199	17.814
Total creanțe comerciale	**3.738.041**	**2.549.214**

Expunerea la risc pentru creanţe comerciale, alte creanțe și avansuri către furnizori:

	Valoarea brută 30 septembrie 2026	Rata previzionată a pierderilor	Pierdere preconizată pe toată durata de viață
Neajunse la scadenţă	4.132.011	-	10
Scadenţa depaşită intre 1 – 30 zile	309.167	-	0
Scadenţa depaşită intre 31 – 60 zile	21.570	-	0
Scadenţa depaşită intre 60 – 90 zile	2.985	-	0
Scadenţa depaşită intre 91 – 180 zile	29.017	90%	26.120
Scadenţa depaşită intre 181- 365 zile	9.425	60%	5.662
Mai mult de un an	269.239	59%	158.019
Total	**4.773.415**		**189.811**

• CNTEE Transelectrica SA își desfășoară activitatea operațională în baza Licenței de funcționare nr. 2706/2025 emisă de ANRE, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

La data de 30 septembrie 2026, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o creştere față de 31 decembrie 2025 determinată, în principal, de creşterea volumului tranzacţiilor rezultate din cuplarea pieţelor de energie, în trimestrul III al anului 2026 față de trimestrul IV al anului 2025.

Scăderea volumului tranzacţiilor din piaţa de echilibrare în trimestrul III al anului 2026, faţă de trimestrul IV 2025 a determinat şi scăderea soldului clienţilor din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, MAVIR,

IBEX, OPCOM, Hidroelectrica, Ciga Energy, Electrica Furnizare SA, PPC ENERGIE, 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 30 septembrie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 3% din total creanțe comerciale, în scădere faţă de 31 decembrie 2025 (4%).

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 30 septembrie 2026 o creştere a creanțelor, faţă de 31 decembrie 2025, determinată, în principal, de creşterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 30 septembrie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 149.829 (145.308 la 31 decembrie 2025), 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;
- bonus necuvenit pentru 2025, în sumă de 32 de la UATAA Motru SA;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 20.454, 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:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Supracompensare 2011 - 2013	76.702	76.702
Bonus necuvenit pentru 2014	3.915	3.915
Bonus necuvenit pentru 2015	562	564
Bonus necuvenit pentru 2020	522	522
Bonus necuvenit 2025	32	-
Contribuție pentru cogenerare neîncasată	20.455	20.430
Facturi emise după data de raportare, aferente exerciţiului financiar încheiat	47.641	43.175
Total	**149.829**	**145.308**

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2025, suma de 4.503, de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 12.230 din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2025, de la următorii producători: Bepco SRL, CET Griviţa SA, Colonia Cluj-Napoca Energie SRL, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroutilaj SA, Modern Calor SA, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group şi Universitatea Politehnica Bucureşti.

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", 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. Mai multe detalii privind acest dosar sunt prezentate la Nota 21.

- 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 si 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 Casaţie şi Justiţie a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinţei civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentinţa atacată şi 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. 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 şi a condiţiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă 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 30 septembrie 2026, alte creanțe în sumă de 274.443 (248.977 la 31 decembrie 2025) includ, în principal:

- debitori diverși (**110.736**) (104.098 la 31 decembrie 2025), din care:
  - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 86.346 (din care suma

de 25.855 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (24.465), Electrogrup SA (19.596), RAAN (16.901), CET Govora (9.607), OPCOM (4.956), Total Electric Oltenia (3.289), Multiservice G&G SRL (2.163), Petprod (1.894), CET Energoterm Reşiţa (456), ENNET GRUP (454). 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 11.924: Arelco Power (988), Enol Grup (2.541) şi 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 filialei în sumă de 4.517.

- sume primite cu caracter de subvenţie 76.916 (31.924 la 31 decembrie 2025), aferentă in principal contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 21.870 (10.291 la 31 decembrie 2025) reprezentate în principal de: CPT (5.755), impozitul pe construcţii speciale (5.565), cotizaţii (2.257), contribuţii AMEPIP și ANRE (1.975), impozite şi taxe (1.228), chirie și mentenanță clădire birouri (1.034), polițe asigurări (616), și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 5.977 (4.513 la 31 decembrie 2025) 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 30 septembrie 2026, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 760.931 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") (IBEX – 351.732, JAO – 134.886 şi MAVIR – 74.825).

TVA de recuperat

TVA de recuperat în sumă de 421.266 la 30 septembrie 2026 (396.616 la 31 decembrie 2025) – sumă aferentă deconturilor pentru perioada iunie 2026 – septembrie 2026. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania a încasat de la stat suma de 169.707 reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă deconturilor pentru lunile iunie şi iulie 2026.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale, a creanțelor comerciale incerte și pentru alte creanțe incerte

Cele mai mari ajustări de depreciere la 30 septembrie 2026, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: DINERGY POWER SRL (24.888), CET Govora (24.645), Romelectro (24.471), Arelco Power (14.513), Total Electric Oltenia SA (14.186), OPCOM (9.473), Elsaco Energy (9.276), RAAN (8.517), Next Energy Partners (8.395), IBN ENERGY SRL (7.306).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

6. 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 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Conturi curente la bănci şi depozite, din care:	**1.754.145**	**761.057**
a) conturi curente la bănci și depozite activitatea curentă	124.738	89.564
b) conturi curente la bănci și depozite cu destinație specifică, din care	1.629.406	671.493
- numerar şi depozite din cogenerare de înaltă eficienţă	*256.841*	-
- numerar din veniturile aferente alocării capacităţilor de interconexiune utilizate pentru investiţii în reţea	*842*	*1.886*
- numerar din taxa de racordare	*791.973*	*297.638*
- fonduri europene	*4.996*	*7*
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie, garanții racordare RET și dividende)	*574.755*	*371.290*
- fonduri modernizare	-	*672*
Casa	**170**	**135**
Alte echivalente de numerar	**196**	**-**
Total	**1.754.510**	**761.192**

Următoarele informații sunt relevante în contextul situației consolidate a fluxurilor de numerar:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Conturi curente la bănci, depozite şi alte echivalente de numerar	1.754.510	761.192
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionarii lichidităţilor	(1.617)	(177.421)
Total numerar şi echivalente de numerar în situaţia consolidată a fluxurilor de numerar	**1.752.893**	**583.771**

Numerarul este plasat la instituţii financiare, considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanţă.

Rating/Perspectivă	**30 septembrie 2026**	**31 decembrie 2025**
BBB+ / Negativă	380.533	116.971
AA- / Stabilă	28.623	11.747
BBB- / Stabilă	1.301.713	1.041
BBB / Stabilă	-	58
BBB- / Negativă	23.751	18.508
BBB / Negativă	14.499	-
BB / Stabilă	4.881	152
BB- / Stabilă	-	-
A+ / Stabilă	145	612.579
Total	**1.754.145**	**761.057**

Toate instituţiile financiare sunt prezentate la rating Fitch sau echivalent.

7. CAPITALURI PROPRII

În conformitate cu prevederile OUG nr. 86/2014 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administraţiei publice centrale şi pentru modificarea şi 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, Comerţului şi Turismului.

În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administraţiei publice centrale şi pentru modificarea unor acte normative, a fost înfiinţat Ministerul Economiei, Comerţului şi Relaţiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea şi preluarea activităţilor Ministerului Economiei, Comerţului şi Turismului, care s-a desfiinţat, şi prin preluarea activităţii şi a structurilor în domeniul întreprinderilor mici şi mijlocii şi mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici şi Mijlocii şi Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea şi funcţionarea Ministerului Economiei, Compania a funcţionat 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 administraţiei publice centrale şi pentru modificarea şi 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 30 septembrie 2026, acționarii CNTEE Transelectrica SA sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 20.804.397 acțiuni (28,38%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.724.869 acțiuni (6,44%).

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 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025 este următoarea:

	30 septembrie 2026		31 decembrie 2025	
Actionar	**Număr de actiuni**	**% din capitalul social**	**Număr de actiuni**	**% din capitalul social**
Statul Român prin SGG	43.020.309	58,69%	43.020.309	58,69%
Alți acționari persoane juridice	20.804.397	28,38%	16.839.437	22,97%
PAVAL HOLDING	4.753.567	6,49%	4.753.567	6,49%
Fondul de pensii administrat privat NN*	-	0,00%	4.007.688	5,47%
Alți acționari persoane fizice	4.724.869	6,44%	4.682.141	6,38%
Total	**73.303.142**	**100,00%**	**73.303.142**	**100,00%**

**) Fondul de pensii administrat privat NN nu mai figurează, la data de 30 septembrie 2026, cu o deținere de peste 5% din capitalul social. Potrivit notificării primite în baza legislației pieței de capital la data de 22 mai 2026, NN Group N.V. deține, în mod concertat, 4,88% din capitalul social al Companiei, deținerea Fondului de pensii administrat privat NN fiind inclusă în acest procent de 4,88*

Creșterea capitalurilor proprii la data de 30 septembrie 2026 față de 31 decembrie 2025 a fost determinată, în principal, de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de **684.082**, realizat la data de 30 septembrie 2026.

8. VENITURI IN AVANS

Veniturile în avans sunt reprezentate în principal de: tariful de racordare, alte subvenţii pentru investiţii, fonduri europene nerambursabile încasate de la Ministerul Fondurilor Europene, de la Ministerul Energiei, Secretariatul General al Guvernului, precum şi venituri din utilizarea capacităţii de interconexiune.

La data de 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, situația **veniturilor în avans** se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	Din care porțiunea pe termen scurt la 30 sept 2026	31 decembrie 2025	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2025
Venituri înregistrate în avans - alocare capacitate din interconexiune	7.681	7.681	3.955	3.955
Venituri înregistrate în avans - fonduri europene	2.581	2.581	2.632	2.632
Venituri înregistrate în avans -altele	552	481	1.221	1.221
Fonduri din tarif de racordare	1.059.190	11.553	506.334	7.789
Fonduri Europene	551.646	26.493	320.157	8.095
Alte subvenții	34.966	27	20.963	349
Total	**1.656.615**	**48.816**	**855.261**	**24.041**

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în perioada ianuarie – septembrie 2026 se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**24.041**	**22.232**
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	68.068	128.019
Încasări din fonduri europene	458	-
Încasări din alte fonduri	(1.054)	1.527
Transfer din venituri în avans pe termen lung	28.822	3.778
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(64.342)	(130.792)
Venituri din fonduri europene	(7.168)	(723)
Venituri din alte fonduri	(9)	-
Sold la sfârșitul perioadei	**48.816**	**24.041**

Evoluția **veniturilor în avans pe termen lung** în perioada ianuarie – septembrie 2026 se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**831.220**	**538.015**
Subvenții racordare	599.568	259.419
Fonduri nerambursabile	247.815	29.754
PNRR	19.875	123.761
Transfer din venituri în avans pe termen scurt	(105.494)	(74.197)
Reluarea la venituri a subvențiilor	14.814	(45.532)
Sold la sfârșitul perioadei	**1.607.798**	**831.220**

9. ÎMPRUMUTURI

Pentru anul 2026, mișcările aferente împrumuturilor se prezintă, după cum urmează:

	Valută	Rata dobânzii	Valoare contabilă
Sold la 1 ianuarie 2026			185.537
Rambursări– activitate curentă- BCR	RON	ROBOR +comision	(175.804)
Rambursări, din care:			(6.156)
BEI 25710	EUR	3,856%+2,847%	(6.156)
Diferențe de curs valutar la data rambursării			**70**
Sold la 30 septembrie 2026			**3.647**

- ***Împrumuturi pe termen lung***

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, soldul împrumuturilor pe termen lung contractate de la instituțiile de credit se prezintă, după cum urmează:

Descriere	**30 septembrie 2026**	**31 decembrie 2025**
BEI 25710 (i)	2.030	8.116
Total împrumuturi pe termen lung de la instituţiile de credit, din care:	**2.030**	**8.116**
Mai puţin: Porţiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	**(1.015)**	**(6.645)**
Total împrumuturi pe termen lung, net de ratele curente	**1.015**	**1.471**

Scadența împrumutului pe termen lung BEI 25710 (i) este 11 Aprilie 2028.

Porțiunea pe termen lung a împrumuturilor va fi rambursată, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	**31 decembrie 2025**
Între 1 şi 2 ani	**1.015**	980
Între 2 şi 5 ani	-	490
Peste 5 ani	**-**	**-**
Total	**1.015**	**1.471**

Grupul 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 30.09.2026 sunt purtătoare de dobândă fixă.

- ***Împrumuturi pe termen scurt***

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	**31 decembrie 2025**
Porţiunea curentă a creditelor pe termen lung	1.015	6.645
Credite bancare pe termen scurt	-	172.419
Linii de credit Smart şi Teletrans	1.617	5.002
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung şi scurt	28	288
Total împrumuturi pe termen scurt	**2.660**	**184.354**

- *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 175.000.000, 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).

La data de 09.03.2026 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 4 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect prelungirea valabilității contractului cu 12 luni (de la 30.03.2026 la 30.03.2027).

La data de 03.06.2026 Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 5 la contractul de credit nr. C624 încheiat cu Banca Comercială Română, având ca obiect suplimentarea liniei de credit cu 200.000.000 lei (de la valoarea de 175.000.000 lei la valoarea de 375.000.000 lei).

Linia de credit este garantată prin:

- ipotecă mobiliară asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobiliară 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 30 septembrie 2026, linia de credit nu este utilizată.

- *Împrumuturi contractate de către Filiale*

În data de 9 ianuarie 2024 Filiala SMART a contractat de la EXIM Banca Românească un credit pentru plafon multiprodus – monocompanie cu plafon de 21 mil. lei prin care s-a preluat si prelungit linia de credit cu plafon revolving de 15 mil. lei.

În luna august 2024, SMART SA a contractat doua facilităţi de credit multiprodus în lei (RON) de la Banca Comercială Română cu următoarea structură:

- 46 mil lei în scopul finanţării capitalului de lucru pe o perioadă de 48 luni cu o dobândă variabilă în funcţie 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 refinanţarea facilităţii acordate de către Exim – Banca Românească), 10 mil lei pentru finanţarea TVA aferentă investiţiilor (proiect PNRR), cu caracter revolving şi facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurenţa sumei de 46 mil lei. La data de 05.08.2026 prin act adiţional nr.2 s-a prelungit durata de utilizare a plafonului până la data de 06.08.2027.
- 37 mil lei în scopul finanţării capitalului de lucru pe o perioadă de 36 luni cu o dobândă variabilă în funcţie de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (ROBOR 3M + 1,95 p.p.), din care: 10 mil lei pentru finanţarea 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 şi până la concurenţa sumei de 10 mil lei utilizări în legătură cu Proiectul Black Sea Renewables, sublimitele pot fi utilizate în orice combinaţie) şi facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurenţa sumei de 37 mil lei.La data de 05.08.2026 prin act adiţional nr.2 s-a prelungit durata de utilizare a plafonului până la data de 06.08.2027.

La data de 30 septembrie 2026, linia de credit nu este utilizată.În data de 3 februarie 2025 Filiala 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 funcţie de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (ROBOR 3M + 0,75 p.p.) în scopul finanţării activităţii curente. La data de 27.01.2026 prin act adiţional nr.1 s-a prelungit durata de utilizare a plafonului de overdraft până la data de 02.02.2027.

La data de 30 septembrie 2026, s-au efectuat trageri din linia de credit a filialei Teletrans în sumă de 1.617**.**

10. DATORII COMERCIALE ŞI ALTE DATORII

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, datoriile comerciale și alte datorii se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piaţa de energie	3.109.864	1.676.250
Furnizori de imobilizări	247.545	366.779
Furnizori alte activităţi	33.292	32.956
Sume datorate angajaţilor	18.748	18.392
Alte datorii	1.793.706	1.329.697
Total	**5.203.155**	**3.424.075**

La data de 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 3.109.864, respectiv 1.676.250, prezintă următoarea structură:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piaţa de energie electrică, din care:		
- furnizori – activitate operaţională – energie	2.735.384	1.078.790
- furnizori - piaţa de echilibrare	353.447	517.983
- furnizori din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă	21.033	79.477
Total	**3.109.864**	**1.676.250**

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: IBEX, MAVIR, Bursa Română de Mărfuri, Joint Allocation Office, Hidroelectrica SA, OPCOM, OMV Petrom SA, NOVA H SRL, Complexul Energetic Oltenia SA, CIGA Energy. La 30 septembrie 2026, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 91,32% (81,53% la 31 decembrie 2025).

Creşterea 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 III al anului 2026, comparativ cu trimestrul IV al anului 2025.

Scăderea ”datoriilor aferente schemei de sprijin” către furnizori (producători) a fost determinată de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna septembrie 2026, față de luna decembrie 2025.

La data de 30 septembrie 2026, 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 si 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 eficientă: *“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 plateşte producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător si 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 40.508.

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 generala 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 si 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.

Scăderea soldului **"furnizorilor de imobilizări"** la 30 septembrie 2026 față de 31 decembrie 2025 s-a datorat diminuării achiziţiilor de imobilizări, dar și ajungerea la termenul de plată a achiziţiilor efectuate în anul 2025.

Datoriile către **"furnizori alte activităţi"** sunt reprezentate în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o ușoară diminuare față de 31 decembrie 2025.

La 30 septembrie 2026, 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:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Creditori diverşi	381.589	235.434
Clienţi-creditori	812.105	683.811
Dividende de plată	521	622
Alte datorii	599.491	409.830
Total	**1.793.706**	**1.329.697**

- „„Creditorii diverși", în sumă de **381.589** la 30 septembrie 2026 (235.434 la 31 decembrie 2025), reprezintă, în principal:
  - poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 372.670.

    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;

- 4.761 contracte de studii de soluţie pentru racordarea la RET;
- 1.993 redevență trim III 2026;
- 1.239 garanţii pentru participare la licitaţii, garanţii de bună execuţie și altele.

- "Clienții creditori", la data de 30 septembrie 2026, sunt în sumă de **812.105** (683.811 la 31 decembrie 2025), din care 801.630 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) şi IDA (Intra Day Auction), de la: BRM (358.312), MAVIR (300.775), OPCOM (141.764), JAO (720) şi IBEX (59).
- La 30 septembrie 2026, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **521** (622 la 31 decembrie 2025). Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- "Alte datorii pe termen scurt", în sumă de **599.491**, (409.830 la 31 decembrie 2025) sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 566.034, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 31.137 și altele.

11. PROVIZIOANE

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, situația provizioanelor se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Provizioane pentru litigii	18.259	24.199
Provizioane pentru contracte mandat	293	8.405
Provizioane pentru garanții acordate clienților	5.732	3.341
Alte provizioane	1.356	2.454
Total	**25.639**	**38.399**

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, evoluția provizioanelor se prezinta astfel:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**38.399**	**35.953**
Recunoaștere provizion	2.391	7.778
Reluare provizion	(15.151)	(5.331)
Total	**25.639**	**38.399**

Provizioanele pentru litigii, în sumă de **18.259**, aflate în sold atât la 30 septembrie 2026, respectiv 24.199 la 31 decembrie 2025, 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 21 – Litigii și contingente.

"Provizioanele pentru contracte de mandat", în sumă de **293** la data de 30 septembrie 2026 (8.405 la 31 decembrie 2025), reprezintă componenta variabilă prevăzută în contractele de mandat (pentru mandatele 2020-2024) pentru membrii revocați ai Consiliului de Supraveghere.

12. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE

La 30 septembrie 2026 și 31 decembrie 2025, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	15.310	15.967
TVA de plată	4.073	2.485
Impozit pe salarii	2.792	2.882
Alte impozite de plată	1.307	1.252
Total	**23.483**	**22.585**

La 30 septembrie 2026, Grupul înregistrează obligații de plată pentru contribuțiile la fondurile de asigurări sociale, impozit pe salarii și alte impozite,obligații care au fost achitate în luna octombrie 2026, (mai puțin suma de 4.626 lei ce reprezintă contribuție asiguratorie de muncă aferentă concediilor de odihnă neefectuate).

13. IMPOZITUL PE PROFIT

Impozitul pe profit curent și amânat al Grupului este determinat la o rată statutară de 16%.

Cheltuiala cu impozitul pe profit pentru perioada încheiată la 30 septembrie 2026, respectiv 30 septembrie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	84.577	27.559
Cheltuiala/(Venitul) din impozitul amânat	9.127	3.485
TOTAL	**93.704**	**31.044**

14. 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 priveşte momentul recunoaşterii veniturilor, serviciile aferente pieței de energie prestate de către Companie sunt transferate clientului în timp, iar termenele de plată sunt în concordanţă 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 piaţa de energie electrică aferente primelor 9 luni 2026 şi 9 luni 2025 se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în reţeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din reţele (TL)	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 74/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 septembrie 2026	3,63	36,45	-
Ordin nr. 73/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 septembrie 2026	-	-	14,70
Ordin nr. 60/26.08.2025 pentru perioada 01 septembrie – 30 septembrie 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 – 30 septembrie 2025	3,29	33,03	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2025	-	-	11,51

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor în perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026, respectiv 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025, se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Cantitatea de energie electrica livrata consumatorilor (MWh)	37.479.613	38.501.434

Veniturile din exploatare realizate în perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026, respectiv în perioada 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025 se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Venituri din serviciul de transport	1.483.773	1.376.295
Venituri din alocarea capacităţii de interconexiune	402.811	234.945
Venituri din energia reactivă	1.109	1.730
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	38.205	17.580
Venituri din tranzacţii CPT	25.561	35.182
Venituri din serviciul de transport – total	**1.951.458**	**1.665.732**
Venituri din servicii de sistem	554.713	394.836
Venituri din ajutoare de avarie	16.226	269
Venituri din servicii de sistem – total	**570.939**	**395.105**
Venituri pe piaţa de echilibrare	**2.220.903**	**2.039.446**
Venituri din alte prestații și alte venituri de exploatare	130.973	78.991
Alte venituri	**130.973**	**78.991**
Total venituri din exploatare	**4.874.273**	**4.179.274**

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creştere în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 cu suma de 107.478, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condiţiile diminuării cantităţii de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,65%, respectiv cu 1.021.821 MWh.

Venituri din alocarea capacităţii de interconexiune

Veniturile din alocarea capacităţii de interconexiune au înregistrat o creştere semnificativă în perioada ianuarie - septembrie 2026 față de perioada ianuarie - septembrie 2025, în sumă de 167.866, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităţilor capacităţii de interconexiune de către traderii de pe piaţa de energie electrică.

Piaţa de alocare a capacităţilor de interconexiune este fluctuantă, preţurile evoluând în funcţie de cererea şi necesitatea participanţilor pe piaţa de energie electrică de a achiziţiona capacitate de interconexiune. Astfel, creşterea 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 capacităţii de interconexiune constă în organizarea de licitaţii anuale, lunare, zilnice şi 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 şi Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) şi intrazilnice (graniţele cu Ungaria şi Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia şi 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 pieţelor 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 soluţiei unice europene de cuplare a pieţelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling). Mecanismul unic de cuplare a pieţelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare şi cumpărare a participanţilor la piaţa dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare şi cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare şi din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitaţiile intrazilnice explicite sunt numai pe graniţele cu Serbia și Moldova, iar pe graniţele cu Bulgaria şi cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru graniţele de ofertare ale României (România-Bulgaria şi 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 capacităţii de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 68/2024 şi al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piaţa internă de energie electrică, ca sursă de finanţare a investiţiilor pentru modernizarea şi dezvoltarea capacităţii de interconexiune cu sistemele vecine.

În anul 2026, prin Decizia ANRE nr. 2606/11.12.2025 *pentru aprobarea cheltuielilor prognozate a fi finanţate în anul 2026 din veniturile obţinute din alocarea capacităţii de interconexiune transfrontalieră*, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanţă RET pentru anumite proiecte de mentenanţă majoră şi mentenanţă minoră, din veniturile obţinute din alocarea capacităţii 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 ţările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Republica Moldova. În general, România este ţară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepţional se pot înregistra venituri şi din decontările lunare, aşa cum s-a întâmplat în perioada februarie - iunie 2026.

Astfel, în perioada ianuarie – septembrie 2026, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o creştere de 20.625 comparativ cu perioada ianuarie – septembrie 2025, cu următoarele mențiuni:

- schimburile de energie cu ţările perimetrice au crescut ușor, cu aproximativ 0,7% (de la 1.687.444 MWh în 2025 la 1.699.127 MWh în 2026);
- valoarea tarifului pentru schimburile cu ţările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, respectiv 1,1 EUR/MWh începând cu 15 mai 2026;
- în mod excepţional au fost înregistrate venituri şi din decontările lunare pentru perioada februarie - iunie 2026, ca urmare a creșterii pierderilor de energie din cauza modificării fluxurilor la nivel regional.

Venituri din tranzacţii CPT

Veniturile din tranzacţionarea energiei pentru CPT au fost obţinute, în principal, din vânzarea energiei în excedent la preţ pozitiv şi din achiziţia energiei de deficit la preţ negativ, rezultată din diferenţa dintre prognoza pe termen lung şi mediu şi prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piaţa Intrazilnică administrată de OPCOM şi, respectiv, din diferenţa dintre CPT prognozat şi CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piaţa de Echilibrare.

Aceste venituri au fost mai mici în perioada ianuarie – septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie – septembrie 2025 cu suma de 9.621.

Diminuarea veniturilor CPT obţinute din tranzacţiile pe Piaţa Intrazilnică în perioada analizată a fost determinată de scăderea energiei vândute pe piaţa intrazilnică în urma corecţiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

Veniturile CPT obţinute din tranzacţiile pe Piaţa de Echilibrare au fost semnificativ mai mici decât cele înregistrate în perioada similară a anului precedent. Având în vedere creşterea ponderii producţiei energiei solare şi eoliene, se observă o creştere a ofertei de energie pe intervalele de vârf şi a ponderii intervalelor cu preţuri foarte mici şi chiar negative pentru preţurile pe pieţele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creştere în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 cu suma de 159.877, determinată de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condiţiile diminuării cantităţii de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,65%, respectiv cu 1.021.821 MWh.

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

La solicitarea OTS vecini, în perioada ianuarie - septembrie 2026, s-au acordat ajutoare de avarie în sumă totală de 16.226, către Ucraina (lunile ianuarie, martie, aprilie şi iunie), Republica Moldova (lunile ianuarie, februarie şi aprilie) și Serbia (luna ianuarie), 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. Aceste venituri au fost mai mari în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 cu suma de 15.957.

Venituri pe piaţa de echilibrare

Veniturile realizate pe piaţa de echilibrare au înregistrat o creştere în perioada ianuarie - septembrie 2026 faţă de perioada ianuarie - septembrie 2025, cu suma de 181.458, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluţia dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piaţa de echilibrare;
- evoluţia hidraulicităţii;
- evoluţia producţiei şi consumului de energie electrică;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătăţirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producţia prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creşterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producţie a prosumatorilor în raport cu poziţia contractuală.

Pentru perioada următoare din anul 2026 este important să se evalueze corect echilibrul producţie-consum. Elementele importante care vor avea un impact semnificativ asupra evoluţiei pieţei de echilibrare sunt:

- ✓ contextul naţional, regional şi european de evoluţie a pieţei de energie electrică;
- ✓ cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcţionării pieţei de echilibrare;
- ✓ evoluţia consumului și impactul prosumatorilor asupra pieţei de energie electrică;
- ✓ prognozele de precipitaţii şi de temperatură;
- ✓ evoluţia producţie solare şi eoliene;
- ✓ evoluţia hidraulicităţii;
- ✓ evoluţia producţiei şi a consumului de energie electrică la nivel naţional;
- ✓ comportamentul participanților la piață;

- ✓ evoluţia contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

15. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI ŞI PIAŢA DE ECHILIBRARE

Cheltuielile realizate în perioada 01 ianuarie 2026 - 30 septembrie 2026 comparativ cu perioada 01 ianuarie 2025 - 30 septembrie 2025 se prezintă, astfel:

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	507.196	400.809
Cheltuielile cu congestiile	500	-
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în staţiile RET	25.374	28.413
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	18.251	17.443
Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)	10.966	40.022
Total cheltuieli operaţionale	**562.287**	**486.687**
Cheltuieli privind serviciile de sistem	447.943	551.081
Cheltuieli privind piaţa de echilibrare	2.217.172	2.039.417
Total	**3.227.402**	**3.077.185**

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

Acestea reprezintă cheltuieli cu achiziţia de energie electrică de pe piaţa liberă de energie electrică, respectiv Piaţa Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piaţa pentru Ziua Următoare (PZU), Piaţa de Echilibrare (PE) şi Piaţa Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) în RET.

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (2) lit. a) şi ale art. 45 alin. (3) din Legea energiei electrice şi a gazelor naturale nr. 123/2012 şi Ordinul ANRE nr. 97/2013, energia electrică necesară acoperirii Consumului Propriu Tehnologic este asigurată pe baza prognozelor furnizate de DEN prin încheierea de contracte pe termen lung (bilaterale sau pe pieţele centralizate administrate de OPCOM şi/sau Bursa Română de Mărfuri). Reglajul zilnic al cantităţilor de energie electrică necesare, pe bază de prognoze îmbunătăţite, se face cu o zi înainte prin achiziţie de pe Piaţa pentru Ziua Următoare sau în ziua livrării de pe Piaţa Intrazilnică. Diferenţa dintre energia electrică efectiv consumată pentru acoperirea CPT şi energia achiziţionată reprezintă dezechilibre care sunt acoperite automat de Piaţa de Echilibrare, printr-o parte responsabilă cu echilibrarea (PRE).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 106.387 în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Reţeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condiţiile meteorologice, de structura producţiei şi a consumului de energie electrică, la nivel naţional, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în reţeaua de transport internă şi pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puţin spre deloc controlabilă în condiţiile unei pieţe de energie regionale interconectate şi cuplate;
- pe ansamblul primelor 9 luni ale anului 2026 cantitatea necesară CPT în RET a crescut cu circa 11% comparativ cu perioada similară a anului 2025, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai dezavantajoase în ansamblu și a condițiilor meteorologice mai defavorabile din lunile ianuarie și februarie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona;
- începând cu 12.08.2026, SN Nuclearelectrica SA a invocat forţa majoră determinată de nivelul insuficient al apelor Dunării, care a condus la necesitatea opririi unităţilor U1 şi U2 ale CNE Cernavodă şi a sistării livrărilor aferente contractului de vânzare-cumpărare încheiat cu CNTEE Transelectrica SA pentru livrarea a 30MW în bandă. Situaţia de forţă majoră a fost prelungită prin notificări săptămânale, cu o durată estimată cel puţin până la 01.11.2026. Cantitatea de energie nelivrată de SN Nuclearelectrica SA a fost acoperită prin achiziţionarea de pe Piaţa pentru Ziua Următoare, la preţuri mai mari, generate de lipsa unei cantităţi importante de energie din piaţă, determinată de indisponibilitatea CNE Cernavodă;

- preţul mediu al energiei achiziţionate de pe PZU a fost cu 25% mai mare în primele 9 luni ale anului 2026 faţă de perioada similară a anului 2025. Preţul PZU depinde foarte mult de condiţiile meteorologice (secetă, precipitaţii, fenomene extreme) şi de preţurile de pe piaţa europeană. Instabilitatea energetică generată de conflictele din Ucraina şi Iran, precum şi seceta prelungită care a afectat nivelul apelor Dunării şi a condus la oprirea CNE Cernavodă pentru o perioadă îndelungată, sporeşte gradul de volatilitate al preţului pe Piaţa pentru Ziua Următoare, preţurile putând să crească şi cu 30-40% în decurs de o săptămână (de exemplu, în 30.06.2026 s-a înregistrat o medie de 4.744 lei/MWh pentru intervalele de seară);
- începând cu data de 01 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 preţuri foarte mari pe Piaţa de Echilibrare. Aceste preţuri prezintă un grad mare de volatilitate şi incertitudine, putând varia de exemplu între –60.815,47 lei/MWh (27.04.2026) şi 19.268,43 lei/MWh (18.06.2026).

Cheltuieli cu congestiile

În perioada ianuarie - septembrie 2026 s-au înregistrat cheltuieli cu congestiile în sumă de 500, determinate de următoarele evenimente:

- în luna ianuarie 2026: crearea condițiilor de conectare în siguranță a LEA 400 kV Vulcănești în stația Isaccea după declanșarea LEA 400 kV Vulcănești–CERS Moldovenească și a LEA 400 kV Isaccea în stația Vulcănești;

- în luna februarie 2026: în data de 01.02.2026, pentru a reduce unghiul fazorilor de tensiune dintre România și Republica Moldova, după redarea în exploatare a LEA 400 kV Vulcănești - CERS Moldovenească (declanșată în data de 31.01.2026 ca urmare a ruperii unui subconductor de pe faza R în deschiderea 173 – 174 pe teritoriul Ucrainei) și a LEA 400 kV Isaccea în stația Vulcănești (declanșată în data de 01.02.2026 prin protecție maximală de curent, după reconectarea LEA 400 kV Vulcănești - CERS Moldovenească), a fost necesară modificarea structurii de producție, prin modificarea locațională (fără costuri) și prin reducerea producției eoliene din zona Dobrogea pe congestie de rețea cu compensație financiară.

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în staţii

În vederea desfăşurării activităţii de transport a energiei electrice în staţiile electrice şi operării Sistemului Electroenergetic Naţional în condiţii de siguranţă, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din staţiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu 3.038 în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În perioada ianuarie - septembrie 2026 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 18.251, mai mari cu 809 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025. Prin deciziile ANRE nr. 2676/16.12.2025 şi nr. 2677/16.12.2025, au fost aprobate cantităţile prognozate de CPT şi costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din reţelele electrice de 110 kV pentru anul 2026, pentru societăţile Distribuţie Energie Oltenia S.A şi Reţele Electrice România S.A.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligaţiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport şi de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării reţelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din ţările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În perioada ianuarie - septembrie 2026, aceste cheltuieli au fost mai mici cu suma de 29.056 faţă de perioada similară a anului anterior.

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 (capacitatea de echilibrare) au înregistrat o diminuare în perioada ianuarie - septembrie 2026 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, în sumă de 103.138.

Achiziția serviciilor de sistem (capacitate de echilibrare) se efectuează în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN în confomitate cu prevederile Ordinul ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele si 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 ANRE publicat în MO nr. 1196/17.12.2021, cu modificările si completările ulterioare.

În perioada ianuarie - septembrie 2026, s-au achiziționat servicii de sistem (capacitate de echilibrare) prin procedură concurențială în baza necesarului stabilit de DEN pentru menținerea stabilității SEN.

Pe piaţa capacităţilor de echilibrare, în concordanţă cu tendinţa de evoluţie pe piaţa de echilibrare în anul 2026, s-a înregistrat un trend de creştere a preţului de achiziţie pentru RRFm la reducere de putere în perioada iulie – septembrie 2026.

Pentru perioada următoare a anului 2026 facem următoarele precizări:

- ✓ cantitatea de rezerve de capacitate de echilibrare (RRFa, RRFm, la creştere şi reducere de putere) achiziționată efectiv, va fi ajustată de DEN în funcție de rezultatele analizelor privind funcționarea SEN pe orizonturi de timp mai apropiate de ziua de funcționare;
- ✓ pentru perioada următoare estimăm un trend de creştere a preţului de achiziţie la RRFm reducere de putere generat de contextul național şi regional pe piaţa de energie;
- ✓ estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitaţii zilnice şi pe sens, la nivelul CNTEE Transelectrica SA, îl vor avea contextul naţional, regional şi european de evoluţie a pieţei de energie electrică, cadrul de reglementare al ANRE privind piaţa de energie electrică şi evoluţia preţurilor pe piața de echilibrare.

Cheltuieli privind piaţa de echilibrare

Cheltuielile privind piaţa de echilibrare realizate în perioada ianuarie - septembrie 2026, în sumă de 2.217.172, au fost mai mari, respectiv cu suma de 177.756 faţă de cele realizate în perioada ianuarie - septembrie 2025. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanţilor pe această piaţă și sunt influențate semnificativ de evoluţia producţiei şi consumului de energie electrică la nivel naţional, contextul european de evoluţie al pieţei de energie electrică și modul de realizare a contractării pe pieţele anterioare pieței de echilibrare.

16. AMORTIZARE

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	240.012	224.044
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	8.234	6.808
Total	**248.246**	**230.852**

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de **240.012**, mai mari cu 15.968 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, reprezintă amortizarea înregistrată în perioada ianuarie - septembrie 2026, calculată la valoarea justă a activelor la 31 decembrie 2025, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale recunoscute conform IFRS 16 în sumă de **8.234** au fost mai mari cu 1.426 faţă de perioada ianuarie - septembrie 2025 (Grupul își desfășoară parțial activitatea în spații de birouri închiriate, dar are și drept de utilizare asupra unor utilaje luate în leasing). Potrivit *IFRS 16 – Contracte de leasing,* se recunoaște dreptul de utilizare a spațiilor închiriate, 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”.

17. CHELTUIELI CU PERSONALUL

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Cheltuieli cu personalul, din care:	**397.747**	**403.199**
Cheltuieli cu salariile personalului	337.170	340.032
Cheltuieli sociale	13.291	12.033
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaţilor	19.431	17.705
Cheltuieli aferente contractului de mandat şi a altor comitete, comisii	4.393	5.009
Cheltuieli privind asigurările şi protecţia socială	32.087	29.549
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale şi asimilate	(8.914)	(1.085)
Alte cheltuieli	290	(44)

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în perioada ianuarie - septembrie 2026 înregistrează o diminuare comparativ cu ianuarie - septembrie 2025, determinată, în principal, de reluarea la venituri a unei părţi din provizioanele constituite pentru administratorii executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024, concomitent cu plăţile efectuate în baza sentinţelor judecătoreşti executorii, primite de Companie, concomitent cu o ușoară creștere a unor elemente de cheltuieli cum ar fi: cheltuieli cu salariile personalului, cheltuieli sociale, cheltuieli cu tichetele de masă, cheltuieli privind asigurările şi protecţia socială potrivit prevederilor legale aplicabile etc.

ii) Numărul salariaţi

La 30 septembrie 2026 şi 30 septembrie 2025, numărul angajaţilor cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă astfel:

Număr salariați	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Transelectrica SA	1.988	2.013
Smart SA	593	591
Teletrans SA	230	253

18. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	126.294	121.486
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	809	899
Cheltuieli cu redevenţele şi chiriile	6.622	6.038
Alte cheltuieli	59.440	19.422
Total	**193.164**	**147.845**

În perioada ianuarie - septembrie 2026, aceste cheltuieli au înregistrat o creștere în sumă de 45.319 comparativ cu ianuarie - septembrie 2025, determinată, în principal, de creşterea unor elemente de cheltuieli, după cum urmează:

- creşterea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuieli cu protecţia civilă şi paza, cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu pregătirea personalului, cheltuieli cu redevenţa, cheltuieli privind valorificări deşeuri, cheltuieli privind energia achiziţionată pentru consum administrativ, cheltuieli cu studiile şi cercetările, cheltuieli plătite în baza hotărârilor judecătoreşti executorii emise de instanţă acordate foștilor membri executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024, cheltuieli cu deplasările, cheltuieli privind cotizaţiile internaţionale etc.;
- înregistrarea în luna iunie 2026 a unor cheltuieli privind despăgubiri, reprezentând daune-interese compensatorii plătite de Companie către SN Nuclearelectrica SA, conform Sentinţei Civile nr. 2698/22.12.2020 a Tribunalului Bucureşti – Secţia a VI-a civilă și în baza Deciziei Civile nr. 1061/04.06.2026;
- înregistrarea în luna iunie 2026 a unor cheltuieli de exploatare reprezentând cuantumul obligaţiei fiscale aferente venitului majorat ca urmare a majorarii bazei de impozitare, plătite de Companie către

SMART SA, conform Sentintei Civile nr. 768/20.03.2025 a Tribunalului Bucureşti – Secţia a VI-a civilă și executorie prin Decizia Civilă nr. 973A/22.05.2026 a Curţii de Apel Bucureşti, Secţia a VI-a Civilă;

- diminuarea unor alte elemente de cheltuieli, precum: cheltuieli privind impozitele, taxele şi vărsămintele asimilate etc.;

Cheltuielile cu redevenţele şi chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaştere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spaţii) şi sunt recunoscute în contul de profit şi pierdere. Acestea au fost în sumă de **6.622** în perioada ianuarie - septembrie 2026, mai mari cu 584 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 și cuprind:

- *cheltuielile cu chiriile* în sumă de 534, mai mari cu 71 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025;
- *cheltuielile cu redevența* în sumă de 6.088, mai mari cu 512 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025. Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevenţa se plăteşte trimestrial şi se înregistrează lunar cheltuiala cu redevenţa.

19. ALTE CÂŞTIGURI SAU PIERDERI

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
(Câştiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	(7.866)	505
(Câştiguri) / Pierderi depreciere imobilizări corporale	(1.137)	(2.827)
(Câştiguri) / Pierderi diferenţe de curs valutar activităţi operaţionale	907	836
(Câştiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(3.846)	3.238
Total	**(11.942)**	**1.752**

Începând cu anul 2025 Compania a considerat oportună reclasificarea unor elemente de cheltuieli prezentate la categoria ”Alte cheltuieli de exploatare” şi ”Rezultat financiar net”, prin introducerea unei noi categorii denumită ”Alte câştiguri sau pierderi”.

În perioada ianuarie - septembrie 2026 au fost înregistrate Câştiguri din vânzarea imobilizărilor corporale în sumă de 7.866 reprezentate, în principal, de veniturile din vânzarea mijloacelor fixe aprobate la casare (deșeuri nedezmembrate) şi Câştiguri privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare în sumă de 3.846 reprezentate în principal de reluarea la venituri a provizioanelor pentru litigii (Smart SA, Nuclearelectrica SA).

20. REZULTAT FINANCIAR NET

	30 septembrie 2026	30 septembrie 2025
Venituri din dobânzi	23.676	10.200
Venituri din diferențe de curs valutar	1.176	904
Alte venituri financiare	5.963	22.180
Total venituri financiare	**30.814**	**33.285**
Cheltuieli privind dobânzile	(1.848)	(1.695)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(1.311)	(2.157)
Alte cheltuieli financiare	(7)	(8)
Total cheltuieli financiare	**(3.166)**	**(3.860)**
Cota parte din profit/(pierdere) a investiţiilor	(300)	(269)
Rezultatul financiar net	**27.348**	**29.156**

La data de 30 septembrie 2026, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de **27.348**, mai mic cu 1.808 comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025, acesta fiind influenţat, în

principal, de reducerea altor venituri financiare.

La 30 septembrie 2026, din valoarea totală de 1.848 a cheltuielilor privind dobânzile, suma de 819 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, comparativ cu perioada ianuarie - septembrie 2025 unde în valoarea totală de 1.695 cheltuieli privind dobânzile), suma de 214 a reprezentat dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Cota parte din profit/(pierdere) a investiţiilor reprezintă partea din rezultatul aferent entităţii controlate în comun GECO Power Company. La data de 30 septembrie 2026 GECO a înregistrat pierdere, cota Companiei din aceasta pierdere reprezentând astfel o cheltuială în valoare de **300**.

Cursul de schimb al monedei naţionale înregistrat la 30 septembrie 2026 comparativ cu cel înregistrat la 30 septembrie 2025, se prezintă, astfel:

Moneda	**30 septembrie 2026**	**30 septembrie 2025**
Lei / Euro	5,2785	5,0811

21. LITIGII ŞI CONTINGENTE

- ***Angajamente***

La 30 septembrie 2026, Compania avea angajamente în valoare de **2.072.193** (2.484.362 la 31 decembrie 2025) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și retehnologizarea rețelei de transport.

- ***Litigii in 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 situaţii 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 creanţelor, valorificarea bunurilor, precum şi îndeplinirea celorlalte operaţiuni de lichidare, a fost fixat următorul termen de judecată în data de **09.12.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanţelor 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 şi regularizare bonus in valoare de 11.024, precum şi suma de 1.322, reprezentând penalităţi 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, pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Suma de 12.346 a fost achitată de către Companie in mai 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 de 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 in vederea soluţionării declaraţiei de abţinere formulată de doamna judecător Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanţa respinge ca neîntemeiată cererea de abţinere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecător Pavelescu Silvia. Termen de judecată: 08.09.2026

După mai multe amânări, la termenul din 08.10.2026 instanța: Respinge cererea de efectuare a expertizei în specialitatea electroenergetică, ca neîntemeiată. Încuviinţează proba cu expertiză în specialitatea contabilitate-fiscalitate, având următoarele obiective: 1. Să se stabilească dacă primele şi adaosurile salariale acordate de Transelectrica S.A în perioada 2020-2022 respectă prevederile Contractului Colectiv de Muncă, sens în care expertul va avea în vedere: - dacă în cazul primelor cu caracter special, în documentele care au stat la baza acordării acestora, au fost menţionate acţiunile cu impact major realizate de fiecare dintre salariaţi (care au beneficiat de astfel de prime) în desfăşurarea activităţilor derulate în cadrul entităţii; - dacă în cazul primelor cu caracter special, acordarea a avut la bază un document din care să rezulte aplicarea şi respectarea criteriilor stabilite prin Protocoalele încheiate cu organizaţia sindicală; - dacă în cazul adaosurilor salariale, prin documentele care reglementează acordarea de bonusuri salariaţilor companiei au fost stabilite sărbătorile legale sau evenimentele speciale pentru care sunt acordate acestea. - dacă în cazul adaosurilor salariale, prin documentele care au stat la baza acordării, pentru cazurile constatate de Curtea de Conturi, sunt menţionate în mod expres sărbătorile legale sau evenimentele speciale pentru care au fost acordate acestea. 2. Să se stabilească dacă ajustarea preţului contractului de lucrări nr. C277/21.12.2017 conform actului adiţional nr. 9/12.09.2022 reprezintă o majorare în mod nejustificat a preţului contractului, având în vedere că preţul contractului a fost stabilit în moneda euro. 3. Să se stabilească dacă potrivit cadrului legal şi normativ aplicabil la data ajustării, pentru ajustarea preţului contractelor de lucrări nr. C919/2019, nr. C920/2019 şi nr. C156/2021, Transelectrica S.A. avea dreptul de a ajusta profitul executanților, sau avea obligaţia de a realiza ajustarea doar în măsura strict necesară pentru acoperirea costurilor, fără profit. Respinge cererea de efectuare a expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate, în rest, ca neîntemeiată.
S-a stabilit termen de judecată **03.11.2026.**

- **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:
Soluţia TMB Admite excepţia prescripţiei. Respinge acţiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Soluţia 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 pronunţată de CAB. . In data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 şi s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiaşi instanţe. **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. Hotarâre 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 Naţională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA" S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieţei de Energie Electrică şi Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a V-a civilă. Respinge cererile părţilor de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Pentru sumele prezentate mai sus, Compania a înregistrat ajustări pentru deprecierea creantelor (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. Micşorarea numarului de actiuni detinute de Transelectrica la OPCOM.
Stadiu dosar: În data de 07.11.2023 Soluţia TMB pe scurt: a fost calificată excepţia inadmisibilităţii 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 si 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 PIEŢEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ŞI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti - Secţia a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosar: 44380/3/2024
Obiect dosar: pretenţii si încheiere act adiţional, cval. servicii calculare drepturi de încasat şi obligaţii de plată ale tranzacţiilor realizate de PRE si PPE plus dobândă legală
Valoare în litigiu: 2.914 ce reprezinta contravaloarea serviciilor prestate de către OPCOM în favoarea Transelectrica în temeiul Contractului nr. C 707/2022, pentru calcularea drepturilor de încasat şi a obligaţiilor de plată ale tranzacţiilor realizate de participanții la piața de echilibrare şi ale dezechilibrelor părţilor responsabile cu echilibrarea în perioada 01.01.2023 - 29.02.2023.

Stadiu dosar: Dupa mai multe amânări s-a stabilit următorul termen de judecată în data de **08.12.2026.**

La 30 septembrie 2026, Compania nu are înregistrat provizion pentru acest litigiu.

- **CONAID COMPANY SRL**

Dosar: 36755/3/2018
Obiect dosar: pretenţii si constatare refuz nejustificat încheiere act adiţional contract racordare RET C154/2012
Valoare în litigiu: 17.216 paguba suferită şi 100.000 euro beneficiu nerealizat estimat
Stadiu dosar:
Soluţia TMB: Admite excepţia prescripţiei dreptului material la acţiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Conaid a declarat apel.
Soluţia CAB: Admite apelul. Anulează sentinţa civilă apelată şi trimite cauza primei instanţe, pentru soluţionarea 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, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia 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 in anul 2019.

- **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosar: 2494/115/2018* / 2494/115/2018**
Obiect dosar: pretenţii sumă reprezentând chirii teren aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adaugă dobândă legală penalizatoare de la scadenţă şi până la plata efectivă
Valoare în litigiu: 17.038
Stadiu dosar: La termenul din 27.02.2025 instanţa respinge excepţia prescripţiei dreptului la acţiune privind pretenţiile constând în chiria aferentă anului 2015 şi excepţia tardivităţii formulării modificărilor de acţiune, excepţii invocate de pârâta Transelectrica S.A. Califică excepţia 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 Reşiţa în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.

Municipiul Reșița a declarat apel. La termenul din data de **06.05.2026,** instanţa a anulat apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**. A respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinţei civile nr. 595/29.05.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** ca nefondat. A respins cererea intimatei-pârâte având ca obiect obligarea apelantei-reclamante la plata cheltuielilor de judecată ca nefondată. Admite excepţia tardivităţii formulării cererii de apel împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** invocată de intimata-pârâtă. Decade apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar din dreptul de a formula cererea de apel. Anulează apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reşiţa prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice "TRANSELECTRICA" S.A. împotriva sentinţei civile nr. 150/27.02.2025 pronunţate de Tribunalul Caraş-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**.

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 majorarii bazei de impozitare rezultata din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + cheltuieli de judecata.

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 şi plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.194 de la data de 21.12.2021 şi până la data plăţii efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51 cu titlu de taxa de timbru şi suma de 3.000 lei cu titlu de

onorariu de expert. Transelectrica a declarat apel. La termenul din 22.05.2026 instanta respinge apelul ca nefondat. S-a fixat termen de recurs la ICCJ pentru data de **04.12.2026**.

Pentru suma de 4.467, CNTEE Transelectrica SA a constituit provizion în anul 2022 pe care l-a reluat la venit la iunie 2026, concomitent cu înregistrarea cheltuielilor aferente plăților efectuate pentru punerea în executare a Sentinței civile nr. 768/20.05.52025, pronunțată de TMB și a Deciziei civile nr. 973A/22.05.2026, pronunțată de CAB.

- **ALTELE**

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: IBN Energy SRL, Liberty Galați SRL, Total Electric Oltenia SA, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Brăila, CET Govora, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, ISPE, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy, Dinergy Power și alții).

Grupul a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

- *Contingente*

La 30 septembrie 2026, 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.

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.

22. PĂRŢI AFILIATE

i) 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 importantă a vânzărilor și cumpărărilor înregistrate în anul încheiat la 30 septembrie 2026.

Achizitiile/vânzările si soldurile semnificative sunt in principal cu producatori/furnizori de energie electrica unde statul este acționar majoritar, după cum urmează:

	Achiziții		Datorii comerciale	
Furnizor	**30 sept 2026**	**30 sept 2025**	**30 sept 2026**	**30 sept 2025**
Hidroelectrica	663.742	540.747	92.441	92.441
Complexul Energetic Oltenia	203.153	363.827	32.155	32.155
Electrocentrale Bucuresti	196.850	148.047	5.678	5.678
Nuclearelectrica	93.583	173	2	2
Termo Ploiești	50.932	33.758	37	37
Societatea Electrocentrale Craiova	46.830	62.605	1.740	1.740
Thermoenergy Group SA	19.992	16.011	1.713	1.713
Termoficare Oradea SA	13.569	20.203	1.911	1.911
SCE Valea Jiului SA	7.151	6.831	584	584
SNGN Romgaz SA	5.083	5.536	510	510
OPCOM SA	1.866.352	1.596.635	226.563	51.782
TOTAL	**3.167.237**	**2.794.373**	**363.333**	**188.552**

	Vânzări		Creanțe comerciale*)	
Client	**30 sept 2026**	**30 sept 2025**	**30 sept 2026**	**30 sept 2025**
Hidroelectrica	853.752	445.127	165.718	70.760
Complexul Energetic Oltenia	99.351	86.030	27.576	8.102
Electrificare CFR SA	28.342	20.828	7.099	5.485
Nuclearelectrica SA	20.699	24.316	2.620	7.091
SNGN Romgaz SA	19.253	11.997	3.619	2.512
SCE Valea Jiului SA	16.713	10.149	1.364	704
Societate Electrocentrale Craiova	13.389	6.083	467	637
Electrocentrale București	9.434	15.401	82	851
Thermoenergy Group SA	1.843	1.150	141	42
CET Govora SA	934	1.121	28.191	28.408
OPCOM SA	1.323.540	1.188.849	237.740	61.199
TOTAL	**2.387.249**	**1.811.051**	**474.617**	**185.792**

**) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.*

Tipurile de tranzacţiile desfășurate în perioada ianuarie - septembrie 2026 și ianuarie - septembrie 2025 cu Opcom reprezintă tranzacţii de vânzare-cumpărare de energie electrică. De asemenea s-au încasat dividende de la Opcom în suma de 5.884.

23. INSTRUMENTE FINANCIARE

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.
Expunerea maximă la riscul de încasare la data raportării a fost:

	Valoarea netă	Valoareanetă
	30 septembrie 2026	**31 decembrie 2025**
Active financiare		
Creanţe comerciale nete	3.618.805	2.422.234
Alte creanţe nete şi avansuri către fz	964.799	552.154
TVA de recuperat	421.266	396.616
Numerar şi echivalente de numerar	1.754.510	761.192
Total	**6.759.380**	**4.132.195**

Situația vechimii **creanțelor** *(creanţe comerciale nete)* la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 30 sept 2026	Ajustare depreciere 30 sept 2026	Valoarea bruta 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025
Neajunse la scadenţă	3.225.372	10	2.322.978	10
Scadenţa depăşită între 1 – 30 zile	303.178	-	(703)	-
Scadenţa depaşită 31 – 90 zile	587	-	1.666	-
Scadenţa depaşită 90 – 180 zile	863	-	9.826	160
Scadenţa depaşită intre 180 – 270 zile	26.925	25.760	642	-
Scadenţa depaşită intre 270 – 365 zile	5.649	5.593	22	-
Mai mult de un an	175.468	87.874	214.784	126.811
Total	**3.738.041**	**119.236**	**2.549.214**	**126.980**

Situația vechimii **altor creanțe** *(alte creanţe nete, avansuri către fz, tva de recuperat*) la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 30 sept 2026	Ajustare depreciere 30 sept 2026	Valoarea bruta 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025
Neajunse la scadenţă	1.327.906	-	905.613	330
Scadenţa depăşită între 1 – 30 zile	5.989	-	71	-
Scadenţa depaşită 31 – 90 zile	20.983	-	627	-
Scadenţa depaşită 90 – 180 zile	2.123	-	17.923	325
Scadenţa depaşită intre 180 – 270 zile	2.092	360	6.869	41
Scadenţa depaşită intre 270 – 365 zile	3.777	69	680	331
Mai mult de un an	93.770	70.145	88.750	70.737
Total	**1.456.640**	**70.574**	**1.020.533**	**71.764**

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea clienților** se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**126.981**	**128.066**
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	37.243	2.598
Reluare ajustări pentru depreciere	44.987	3.683
Sold la sfârșitul perioadei	**119.236**	**126.981**

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe** se prezintă, după cum urmează:

	30 septembrie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	**71.764**	**73.033**
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.284	1.725
Reluare ajustări pentru depreciere	2.473	2.994
Sold la sfârșitul perioadei	**70.574**	**71.764**

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.

Numerarul este plasat în instituții financiare, care sunt considerate ca având risc minim.

24. EVENIMENTE ULTERIOARE

- **Hotărârea nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 06 octombrie 2026**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în data de 06 octombrie 2026, în temeiul prevederilor Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, 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, a hotărât aprobarea rectificării Bugetului de venituri și cheltuieli pentru anul 2026 și estimările pentru perioada 2027-2028.

- **Convocarea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor**

Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica"–SA a convocat, în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală extraordinară a acționarilor în data de **09 noiembrie 2026** având următoarea ordine de zi:

1. Aprobarea Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035, în forma finală aprobată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în data de 03 septembrie 2026;

2. Aprobarea înstrăinării imobilului proprietatea Companiei din Județul Argeș, orașul Ștefănești, str. Cavalerului nr. 4E (fost nr. 323), în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR;

3. Informarea privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligaţii importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și credite și garanţii pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro.

- **Solicitare completare convocator ordinea de zi a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor**

Compania a adus la cunoștință publicului investitor faptul că **acționarul majoritar**, **Statul Român, prin Secretariatul General al Guvernului**, deținător a 43.020.309 acțiuni, reprezentând **58,69%** din capitalul social al Companiei, prin adresa nr. 20/31383/D.R. din 20.10.2026 (înregistrată în cadrul Transelectrica cu nr. 49613 din 20.10.2026), în temeiul art. 105 alin. (3) din Legea nr. 24/2017 *privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată,* coroborat cu prevederile art. 1171 din *Legea societăţilor* nr. 31/1990, republicată, cu modificările şi completările ulterioare, **a solicitat completarea ordinii de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor convocată pentru data de 09/10.11.2026** cu următoarele puncte:

1. Notificarea privind aprobarea în ședința Guvernului din data de 16 octombrie 2026 a Memorandumului cu tema: Demararea procedurilor prealabile în vederea declarării unor imobile de interes public, prin Hotărâre a Guvernului în temeiul art.296 alin. (4) Cod administrativ, de către Secretariatul General al Guvernului, în calitate de autoritate publică tutelară pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., semnat de Prim-Ministrul României, domnul Ilie-Gavril Bolojan;

2. Aprobarea demarării procedurilor de îndeplinire a condițiilor prevăzute de art. 296 alin (4) din Codul administrativ cu privire la contravaloarea stabilită conform raportului de evaluare efectuat de către evaluatori autorizați conform legii (la momentul finalizării evaluării) a imobilelor de interes public."

- **Completarea convocatorului Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor *(conform solicitării acționarului Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului în conformitate cu art.11 alin.(5) din O.U.G. nr. 68/2019)***

Având în vedere solicitarea acționarului Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului, în conformitate cu art. 11 alin.(5) din O.U.G. nr. 68/2019, formulată prin adresa nr. 20/31383/D.R. din 20.10.2026 (înregistrată în cadrul Transelectrica cu nr. 49613 din 20.10.2026), în temeiul art.1171 din Legea societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, art.105 alin. (3) din Legea nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale art.189 din Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare,

Directoratul Companiei a completetat ordinea de zi a Adunării generale extraordinare a acționarilor care va avea loc în data de **09 noiembrie 2026** cu următoarele puncte:

1. Notificarea privind aprobarea în ședința Guvernului din data de 16 octombrie 2026 a Memorandumului cu tema: Demararea procedurilor prealabile în vederea declarării unor imobile de interes public, prin Hotărâre a Guvernului în temeiul art.296 alin. (4) Cod administrativ, de către Secretariatul General al Guvernului, în calitate de autoritate publică tutelară pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., semnat de Prim-Ministrul României, domnul Ilie-Gavril Bolojan;

2. Aprobarea demarării procedurilor de îndeplinire a condițiilor prevăzute de art. 296 alin (4) din Codul administrativ cu privire la contravaloarea stabilită conform raportului de evaluare efectuat de către evaluatori autorizați conform legii (la momentul finalizării evaluării) a imobilelor de interes public;

3. Aprobarea Planului de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026 – 2035, în forma finală aprobată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei în data de 03 septembrie 2026;

4. Aprobarea înstrăinării imobilului proprietatea Companiei din Județul Argeș, orașul Ștefănești, str. Cavalerului nr. 4E (fost nr. 323), în urma unei proceduri de licitație deschisă cu strigare, pornind de la un preț determinat în baza unei evaluări ANEVAR;

5. Informarea privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligaţii importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și credite și garanţii pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro;

În cazul în care nu se va întruni cvorumul necesar la data menționată, Adunarea generală extraordinară a acționarilor se va ține la data de **10 noiembrie 2026.**

- **Convocarea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor**

Directoratul Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–SA a convocat, în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenţii de instrumente financiare şi operaţiuni de piaţă, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală ordinară a acționarilor în data de **13 noiembrie 2026**, având pe ordinea de zi:

1. Aprobarea formulării unei acțiuni în pretenții în contradictoriu cu Dogaru-Tulică Adina Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae, membrii Consiliului de Supraveghere care au emis Decizia nr. 25/25.06.2021, în vederea recuperării prejudiciului cauzat C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. ca urmare a revocării membrilor Directoratului (Cătălin Nițu, Ovidiu Anghel, Andreea-Mihaela Miu, Bogdan Marcu și Marius Viorel Stanciu) și împuternicirea Directoratului de a exercita acțiunea în justiție, respectiv de a promova şi semna cererea de chemare în judecată a lui Dogaru-Tulică, Adina-Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin și Blăjan Adrian Nicolae;
2. Informarea Adunării Generale a Acționarilor privind litigiile cu o valoare mai mare de 500.000 euro conform art. 25, lit. n), pct. ii al Actului constitutiv al Companiei.