



Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Sediul 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 București – Departament Operațiuni Emitenți Piețe Reglementate
Autoritatea de Supraveghere Financiară - Direcția Generală Supraveghere - Direcția Emitenți**

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

Data raportului: **14 august 2026**

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

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

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

Codul unic de înregistrare: 13328043

Număr de ordine în Registrul Comerțului: J2000008060404

Capital social subscris și vărsat: 733.031.420 RON

Codul LEI: 254900OLXCOUQC90M036

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

Eveniment important de raportat:

Rezumat al rezultatelor financiare aferente închiderii Semestrului I an 2026

Raportarea include:

- Situații Financiare Interimare Separate Simplificate neauditate și nerevizuite la data de 30 iunie 2026
- Raportul semestrial cu privire la activitatea CNTEE "Transelectrica" S.A. în perioada ianuarie-iunie 2026
- Situații Financiare Interimare Consolidate Simplificate neauditate și nerevizuite întocmite la data de 30 iunie 2026 în conformitate cu OMFP 2844/2016
- Situații Financiare Interimare Consolidate Simplificate neauditate și nerevizuite întocmite la data de 30 iunie 2026 în conformitate cu IFRS-EU
- Raportul consolidat pentru Semestrul I 2026

Segmentul activităților cu profit permis a înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 342 mil lei în semestrul I din 2026, în creștere cu 126 mil lei față de rezultatul în sumă de 216 mil lei realizat în aceeași perioadă din anul 2025, în contextul în care veniturile operaționale au crescut cu suma de 214 mil lei, iar cheltuielile operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu suma de 88 mil lei.

Creșterea veniturilor operaționale (1.365 mil lei la 30 iunie 2026 față de 1.151 mil lei la 30 iunie 2025) a fost influențată în principal de evoluția pozitivă a veniturilor din transport și a veniturilor conjuncturale (alocarea capacității de interconexiune +112 mil lei, venituri din ajutoare de avarie +16 mil lei), în contextul diminuării cu 7,4 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 203 mil lei, respectiv de la 1.119 mil lei în S1 2025 la 1.322 mil lei în S1 2026, influențată în principal, de majorarea de la 1 ianuarie 2026 și a tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, fapt ce a condus la o apreciere a veniturilor din tarif reglementat cu 77 mil. lei (+8%) față de aceeași perioadă a anului precedent.

Creșterea în intervalul ianuarie – iunie 2026, a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune (+74 mil lei) care au ajuns la 263 mil lei (de la 151 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 9% a cheltuielilor operaționale, inclusiv amortizarea (1.022 mil lei în S1 2026 față de 934 mil lei în S1 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-iunie 2026 au fost în sumă de 356 mil lei, mai mari cu 24% (+68 mil lei) comparativ cu suma de 288 mil lei înregistrată în ianuarie-iunie 2025.

Segmentul activităților zero-profit a înregistrat un rezultat pozitiv, în creștere față de cel înregistrat în primul semestru din 2025 în sumă de 85 mil lei (46 mil lei în S1 2025).

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.	S1 2026	S1 2025	Δ
Financiar				
Cantitate tarifată	[TWh]	25,27	25,87	▼ 2,3%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Tarif mediu transport (realizat)	[lei/MWh]	39,68	35,77	▲ 11%
Venituri operaționale, din care:	[mil lei]	1.365	1.151	▲ 19%
Venit tarif reglementat transport	[mil lei]	1.003	925	▲ 8%
Venituri interconexiune	[mil lei]	263	151	▲ 74%
Venituri din capitalizarea CPT	[mil lei]	0	1	n/a
Cheltuieli operaționale, din care:	[mil lei]	(824)	(742)	▼ 11%
Cheltuieli privind CPT	[mil lei]	(356)	(288)	▼ 24%
EBITDA	[mil lei]	541	408	▲ 33%
Amortizare	[mil lei]	(199)	(192)	▼ 3%
EBIT	[mil lei]	342	216	▲ 58%
ACTIVITĂȚI PROFIT ZERO				
EBIT	[mil lei]	85	46	▲ 83%
TOATE ACTIVITĂȚILE (cu Profit Permis și Profit Zero)				
EBT	[mil lei]	427	263	▲ 63%
Profit net	[mil lei]	356	256	▲ 39%
Operațional				
Consum intern net	[TWh]	26,4	26,5	▼ 0,1%
Producție netă internă	[TWh]	25,6	24,0	▲ 7%
Import net	[TWh]	0,79	2,46	▼ 68%

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

În semestrul I 2026, consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat scăderi lunare, cu valori cuprinse între 0,91% (martie) și 4,04% (mai), cu excepția lunii ianuarie, când a înregistrat o creștere de 6,29% (menționăm faptul că la data acestui raport, lunile mai și iunie înregistrează valori preliminare). De asemenea, cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor a scăzut cu 2,32%, respectiv 0,6 TWh.

Pe ansamblul primului semestru din 2026, CPT-ul în RET a crescut cu 16,4% comparativ cu aceeași perioadă a anului 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.

În decursul lunii mai 2026 a fost semnat acordul de finanțare pentru Proiectul „Smart Grid” CARMEN, în valoare totală de circa 207 milioane euro, alături de inițiatorul proiectului Delgaz Grid SA, compania de distribuție a energiei electrice și gazelor naturale, parte a grupului E.ON România, și de ESO, operatorul de transport al energiei din Bulgaria, în calitate de partener. Componenta ce revine Transelectrica se ridică la 70,7 milioane de euro, din care aproape 35,4 milioane euro reprezintă fonduri europene nerambursabile

Raportul cu privire la activitatea Companiei din perioada ianuarie-iunie 2026, Situațiile Financiare Interimare Separate, Situațiile Financiare Interimare Consolidate întocmite în conformitate cu OMFP 2844/2016 și cu IFRS-EU la data de 30 iunie 2026, Raportul consolidat la data de 30 iunie 2026, sunt disponibile începând cu data de 14 august 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.

Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte
Directorat

Cătălin-Constantin
NADOLU
Membru
Directorat

Cosmin-Vasile
NICULA
Membru
Directorat

Florin-Cristian
TĂTARU
Membru
Directorat

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Raport semestrial
Ianuarie – Iunie 2026



	Cifre cheie	1
	Date financiare	2
	Date operaționale	19
	Dezvoltare RET	24
	Evenimente semnificative	31
	Alte aspecte	42
	Anexe	48

RAPORT PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ

A CNTEE "TRANSELECTRICA" SA

**conform prevederilor art. 67 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 iunie 2026

Data raportului:	14 august 2026
Denumirea societății comerciale:	CNTEE TRANSELECTRICA SA, societate administrată în sistem dualist
Sediul social:	București, Str. Olteni nr. 2 - 4, sector 3, cod poștal 030786
Număr de telefon / fax:	021 303 5611/ 021 303 5610
Cod unic la 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 tranzacționează valorile mobiliare emise:	Bursa de Valori București, categoria Premium
Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise:	73.303.142 acțiuni cu o valoare nominală de 10 lei/ acțiune, acțiuni în formă dematerializată, nominative, ordinare, indivizibile, liber tranzacționabile de la 29.08.2006 sub simbolul TEL
Valoarea de piață:	7.315.653.571,60 lei (99,80 lei/acțiune la 30.06.2026)
Standardul contabil aplicat:	Standardele Internaționale de Raportare Financiară, în baza Standardului Internațional de Contabilitate 34 - "Raportarea Financiară Interimară"
Auditarea:	Situațiile financiare semestriale întocmite la data de 30.06.2026 nu sunt auditate. Sumele corespunzătoare datei de 31 decembrie 2025 sunt auditate de auditor financiar extern.

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, situațiile financiare interimare separate simplificate la data și pentru perioada de 6 luni încheiată la 30 iunie 2026 au fost întocmite în conformitate cu Standardul Internațional de Contabilitate 34 - "Raportarea Financiară Interimară", și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziției financiare și contului de profit și pierdere ale CNTEE Transelectrica SA.

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

București, 05 august 2026

DIRECTORAT

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Cosmin-Vasile
NICULA**

**Membru
Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie S1 2026 vs S1 2025

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

3.254	mil lei	▲	11% y/y	Venituri
626	mil lei	▲	38% y/y	EBITDA
356	mil lei	▲	39% y/y	Profit net
25,27	TWh	▼	-2,3% y/y	Energie tarifată**

OPERAȚIONAL

2,49%	*	▲	0,35 y/y	pp CPT
20,76	TWh	▲	0,1% y/y	Energie transportată***

INVESTIȚII

243	mil lei	▲	24% y/y	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
44	mil lei	▼	-86% y/y	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)

CPT - Consum Propriu Tehnologic

* Ponderea consumului propriu tehnologic în energia electrică preluată de rețeaua electrică de transport (energia transportată). Datele la luna iunie 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 procente calculate.



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 30 iunie 2026 este prezentată mai jos. Rezultatele financiare la 30.06.2026 nu sunt auditate, iar varianta extinsă a acestora, pentru aceeași perioadă, este prezentată în Anexe la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere				
[mil RON]	S1 2026	S1 2025	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	25,27	25,87	(0,60)	(2,32%)
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	1.365	1.151	214	19%
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:	1.322	1.119	203	18%
Tarif reglementat	1.003	925	77	8%
Alte venituri din PE*	56	42	14	34%
Interconexiune	263	151	112	74%
Alte venituri	43	32	11	34%
Costuri operaționale	(824)	(742)	(81)	(11%)
Cheltuieli privind operarea sistemului	(416)	(358)	(58)	(16%)
Cheltuieli cu personalul	(198)	(202)	3	2%
Reparații și mentenanță	(66)	(60)	(6)	(11%)
Alte costuri	(143)	(123)	(21)	(17%)
EBITDA	541	408	133	33%
Amortizare	(199)	(192)	(7)	(3%)
EBIT	342	216	126	58%
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	1.890	1.772	118	7%
V.Servicii de sistem	374	281	93	33%
V.Piața de echilibrare	1.515	1.491	25	2%
Costuri operaționale	(1.805)	(1.726)	(79)	(5%)
C.Servicii de sistem	(293)	(235)	(58)	(25%)
C.Piața de echilibrare	(1.512)	(1.491)	(21)	(1%)
EBIT	85	46	39	83%
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	3.254	2.922	332	11%
Costuri operaționale	(2.628)	(2.468)	(161)	(7%)
EBITDA	626	455	171	38%
Amortizare	(199)	(192)	(7)	(3%)
EBIT	427	263	165	63%
Rezultat financiar	11	27	(16)	(60%)
EBT	438	290	149	51%
Impozit pe profit	(82)	(33)	(49)	n/a
Profit net	356	256	100	39%

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

**Piața de energie (ITC, energie reactivă, vânzare CPT,schimburi energie,aj. avarie)

Situația separată a poziției financiare				
[mil RON]	S1 2026	2025	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	6.363	6.182	181	2,9%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	-	2	(2,1)	(100%)
Imobilizări necorporale	203	259	(56)	(22%)
Imobilizări financiare	88	88	--	n/a
Total active imobilizate	6.654	6.531	123	1,9%
Active circulante				
Stocuri	43	45	(1)	(3%)
Creanțe	3.621	3.349	271	8%
Impozit pe profit de recuperat	-	12	(12)	(100%)
Numerar și echivalente	1.568	734	834	114%
Total active circulante	5.232	4.140	1.091	26%
Total active	11.886	10.671	1.215	11%
Capitaluri proprii	6.301	5.966	336	6%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	1.169	769	401	52%
Împrumuturi pe termen lung	1	1	(0,5)	(31,4%)
Alte datorii pe termen lung	266	267	(1)	n/a
Total datorii pe termen lung	1.436	1.037	400	39%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	4.054	3.407	647	19%
Împrumuturi pe termen scurt	1,0	179,4	(178,3)	(99%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	-	2	(2,3)	(100%)
Alte datorii pe termen scurt	72	80	(8)	(10%)
Impozit pe profit de plată	21	-	21	n/a
Total datorii curente	4.148	3.669	479	13%
Total datorii	5.584	4.705	879	19%
Capitaluri proprii și datorii	11.886	10.671	1.215	11%

Situația separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	S1 2026	S1 2025	Δ	Δ (%)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	1.047	480	567	118%
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(28)	(162)	134	83%
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(12)	(18)	6	33%
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	1.006	299	707	n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	561	672	(110)	(16%)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	1.568	971	597	62%

REZULTATE OPERAȚIONALE

I. Volumul de energie tarifat

În primul semestru al anului 2026, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (25,27 TWh) a înregistrat o scădere în procent de 2,32% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2025 (diferența între cele două perioade fiind de 0,6 TWh).

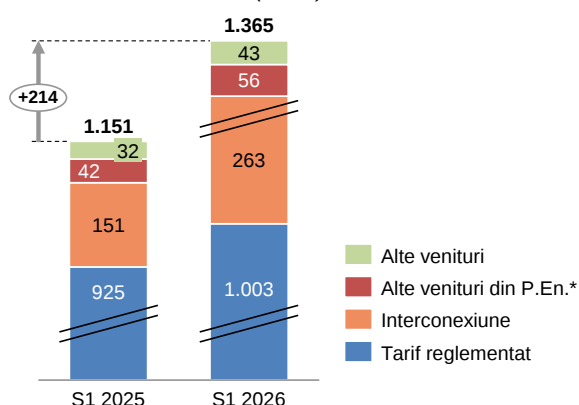
Segmentul profit permis



Venituri operaționale

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere cu 19% a veniturilor (1.365 mil lei în S1 2026 față de 1.151 mil lei în S1 2025) pe fondul creșterii cu 112 mil lei a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune, cu 77 mil lei a veniturilor din tariful reglementat, a veniturilor conjuncturale din ajutoare de avarie (+16 mil lei) în contextul diminuării cu 7,4 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 (1.322 mil lei în S1 2026 față de 1.119 mil lei în S1 2025) a fost influențată de creșterea de la 1 ianuarie 2026 a tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a **veniturilor din tarif reglementat** cu 77 mil. lei (+8%) față de aceeași perioadă a anului precedent, în condițiile scăderii cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,32%, respectiv cu 0,6 TWh.

În intervalul ianuarie-iunie 2025 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere, de la 151 mil lei în primul semestru din 2025 la 263 mil lei în primul semestru din 2026 (+74%).

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și

ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Licitările pe granița România-Serbia, licitațiile pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria și cele pe termen scurt pe granițele cu Moldova și Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

În data de 8 iunie 2022 a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul al capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria). În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – “IDA” care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității 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 finanțate în anul 2026 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și

mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Extinderea cuplării piețelor are ca efect uniformizarea prețului energiei în Europa, acesta fiind și unul dintre obiectivele principale ale Regulamentului (UE) 2015/1222 „de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”.

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC) în semestrul I din 2026 veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o creștere de 6,5 mil lei comparativ aceeași perioadă din 2025, cu următoarele mențiuni:

- schimburile de energie cu țările perimetrice s-au redus ușor, cu aproximativ 1% (de la 1.271,47 GWh în 2025 la 1.258.02 GWh în 2026);
- valoarea tarifului pentru schimburile cu țările 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 excepțional au fost înregistrate venituri și din decontarea pentru luna februarie 2026.

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

În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare, cum s-a întâmplat în luna februarie 2026.

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru consumul propriu tehnologic (CPT) au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și respectiv din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare.

În S1 2026, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (18,6 mil lei) mai mici comparativ cu perioada similară a anului 2025 (26,1 mil lei), cu suma de -7,5 mil lei.

Diminuarea veniturilor obținute din tranzacțiile pe **Piața Intrazilnică** a fost determinată de scăderea energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

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

Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, s-a înregistrat o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici și chiar negative pentru prețurile pe piețele pe termen scurt

Venituri din ajutoare de avarie

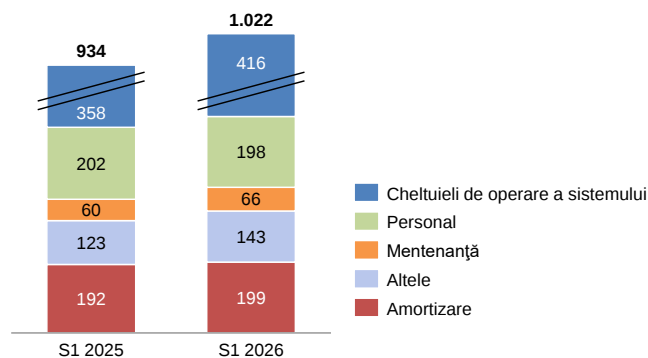
În intervalul ianuarie-iunie 2026 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 16,2 mil lei mai mari cu 16 mil lei, comparativ cu 0,3 mil lei venituri înregistrate în aceeași perioadă a anului 2025.

La solicitarea OTS vecini, în semestrul I 2026, s-au acordat ajutoare de avarie către Ucraina (ianuarie, martie, aprilie și iunie), Republica Moldova (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 9% (1.022 mil lei în S1 2026 față de 934 mil lei S1 2025), fiind influențate în principal de creșterea cheltuielilor cu operarea sistemului și a altor costuri.

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 primul semestru din 2026 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic au fost în sumă de 356 mil lei, mai mari cu 24% (+68 mil lei) comparativ cu suma de 288 mil lei înregistrată în ianuarie-iunie 2025, având în vedere o serie de aspecte, în principal:

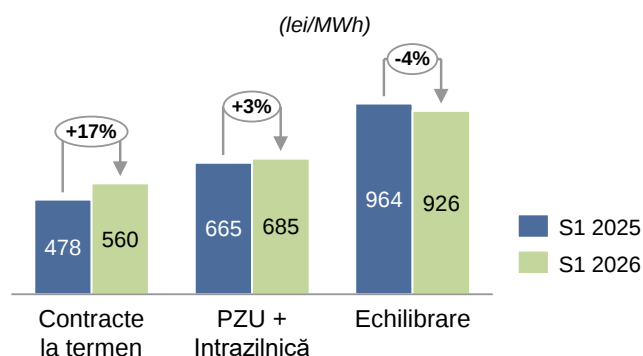
- datorită caracteristicilor sale, CPT în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind

foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;

- pe ansamblul semestrului I al anului 2026 cantitatea necesară CPT în RET a crescut cu circa 16% 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;
- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU a fost cu 34 lei/MWh mai mare în semestrul I al anului 2026 față de perioada similară a anului 2025. Prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Instabilitatea energetică generată de conflictele din Ucraina și Iran sporește gradul de volatilitate al prețului pe Piața pentru Ziua Următoare, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână (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 prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare. Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, putând varia foarte mult.

Prețul mediu net al energiei achiziționate pe toate piețele în S1 2026 a fost 651 lei/MWh (valoare preliminară la 30 iunie 2026.)

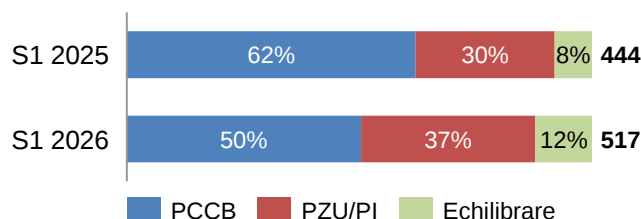
Prețuri medii de achiziție*



*prețul mediu s-a calculat la valoarea netă (achiziții – vânzări ținându-se cont și de ch. cu serviciile PRE)

Mixul de achiziție (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 semestrul I 2026 aceste cheltuieli au înregistrat o scădere comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent, (de la 32 mil lei în S1 2026 la 23 mil lei în S1 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 stații din RET și RED

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, Compania trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei.

Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu suma de 2,3 mil lei în S1 2026 (18,4 mil lei) comparativ cu S1 2025 (20,6 mil lei).

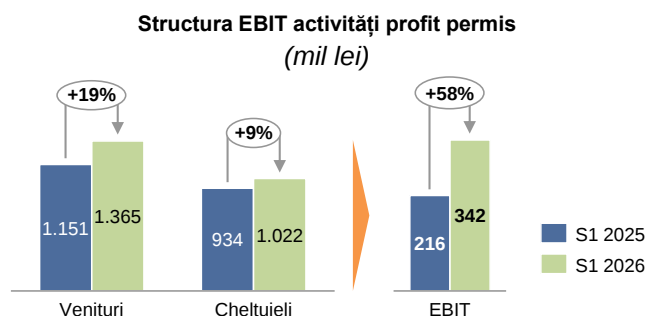
Cheltuielile cu amortizarea în sumă de 199 mil lei prezintă o creștere cu 7 mil lei influențată în principal de amortizarea înregistrată în semestrul I 2026, calculată la valoarea justă a activelor la 31 decembrie 2025, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Totodată în primul semestru din 2026 cheltuielile cu amortizarea activelor necorporale - CPT suplimentar sunt în valoare de 45,5 mil lei și prezintă o ușoară creștere față de aceeași perioadă din 2025. Costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, s-au capitalizat trimestrial, iar activele rezultate în urma

capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Rezultat operațional-profit permis

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 342 mil lei în primul semestru din 2026, în creștere cu 126 mil lei față de rezultatul în sumă de 216 mil lei realizat în aceeași perioadă din 2025, în contextul în care veniturile operaționale au crescut cu suma de 214 mil lei, iar cheltuielile operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu suma de 88 mil lei.



Segmentul zero profit

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a **veniturilor** (+118 mil lei) de la 1.772 mil lei în S1 2025 la 1.890 mil lei în S1 2026, determinată în principal de creșterea veniturilor din serviciile de sistem (+93 mil lei).

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o creștere a **costurilor** (+79 mil lei) determinată în principal de valoarea crescută a serviciilor de sistem în perioada analizată.

Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare au fost mai mari (aproximativ 2%) în S1 2026 față de S1 2025.

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

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală;

Pentru perioada următoare a anului 2026 este important să se evalueze corect echilibrul producție-consum. Elementele importante care vor avea un

impact semnificativ asupra evoluției pieței de echilibrare sunt:

- *contextul național și cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcționării pieței de echilibrare;*
- *contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică;*
- *evoluția consumului și impactul prosumatorilor asupra pieței de energie electrică;*
- *prognozele de precipitații și de temperatură;*
- *evoluția producție solare și eoliene;*
- *evoluția hidraulicității;*
- *evoluția producției și a consumului de energie electrică la nivel național;*
- *comportamentul participanților la piață;*
- *evoluția contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare*

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creștere în procent de 33% comparativ cu perioada similară a anului trecut (374 mil lei în S1 2026 față de 281 mil lei în S1 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 2,32%.

Achiziția serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare se efectuează de Companie în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național (DEN), unitate organizațională din cadrul Companiei, care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale ANRE, cu modificările și completările ulterioare.

În semestrul I 2026, s-a achiziționat 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 semestrul I din 2026, a înregistrat o creștere de 25% comparativ cu aceeași perioadă din 2025 (de la 235 mil lei în S1 2025 la 293 mil lei în S1 2026).

Pentru perioada următoare a anului 2026 facem următoarele precizări:

- cantitatea de rezerve de capacitate de echilibrare (RRFa, RRFm, la creștere și 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 iulie – decembrie estimăm o menținere a prețului de achiziție la reducere de putere datorită intensificării concurenței între participanții existenți;
- estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul Companiei, îl vor avea contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică, cadrul de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică și evoluția prețurilor pe piața de echilibrare.

Rezultat operațional-zero profit

EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat pozitiv, în creștere față de cel înregistrat în primul semestru din anul 2025, în sumă de 85 mil lei (46,3 mil lei în S1 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.

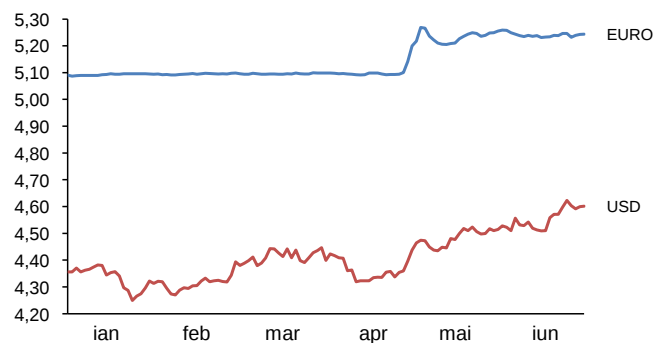
Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

Rezultat Financiar

Rezultatul financiar înregistrat în S1 2026 în valoare netă de 11 mil lei, comparativ cu rezultatul de 27 mil lei din aceeași perioadă a anului trecut.

Evoluția cursului de schimb RON/EUR și RON/USD în semestrul I al anului 2026 este redată în graficul următor:

Evoluția cursului de schimb valutar



II. Rezultat brut Companie (EBT)

Venituri operaționale totale

Veniturile totale operaționale realizate în primul semestru din 2026 au înregistrat o creștere în procent de 11% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (3.254 mil lei în S1 2026 față de 2.922 mil lei în S1 2025), în contextul creșterii veniturilor din activitățile zero-profit (venituri din servicii de sistem), a veniturilor din transport și a veniturilor conjuncturale (interconexiune și ajutoare de avarie).

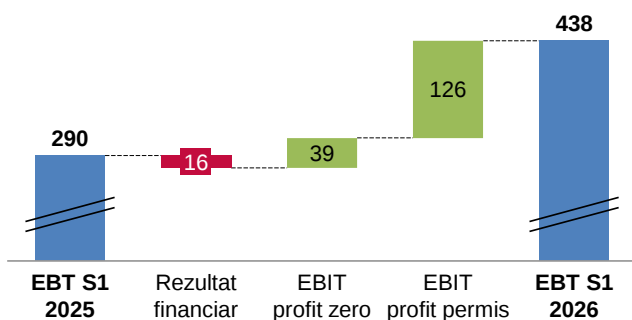
Cheltuieli operaționale totale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate pe parcursul primului semestru din 2026 au înregistrat o creștere de 6% comparativ cu perioada similară a anului anterior, (2.827 mil lei în S1 2026 față de 2.660 mil lei în S1 2025 în contextul creșterii cheltuielilor din activitățile zero-profit (cheltuielile din servicii de sistem), concomitent cu creșterea cu 24% a cheltuielilor privind consumul propriu tehnologic.

Rezultatul brut a înregistrat o creștere în perioada analizată, de la 290 mil lei în perioada ianuarie - iunie 2025 la 438 mil lei în perioada ianuarie - iunie 2026, datorată în principal creșterii veniturilor din tarif reglementat, a celor din interconexiune și a veniturilor din servicii de sistem.

Dinamica între rezultatul înregistrat în S1 2026 comparativ cu S1 2025, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:

Dinamica elementelor EBT
(mil lei)



POZIȚIA FINANCIARĂ

I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în intervalul ianuarie-iunie 2026 comparativ cu decembrie 2025, creștere în sumă de 123 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 spațiilor 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 Additional 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). Astfel, valoarea totală a contractului, pentru suprafața de 9.000 mp, 35 locuri de parcare și o durată de 69 luni, este de 10,4 mil euro (fără TVA).

La data de 30 iunie 2026, valoarea contabilă netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 0 mil lei.

Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 30 iunie 2026 înregistrează un sold de 8,4 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;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 0,6 mil lei;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 0,4 mil lei;

III. Rezultat net

Rezultatul brut influențat cu impozitul pe profit în valoare de 82 mil lei a condus la un **rezultatul net** la sfârșitul S1 2026 în valoare de 356 mil lei, în creștere față de 256 mil lei la S1 2025.

În semestrul I din 2026 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale astfel:

- 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) – 0,2 mil lei;
- Infrastructura backup-restore pentru telecomunicare – 0,1 mil lei.

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în 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.

În primul semestru din 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 eșalonat 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 iunie 2026, respectiv 31 decembrie 2024, în valoare de 87,9 mil lei, (similar cu cel înregistrat la decembrie 2025) 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 iunie 2026 (5.232 mil lei) au înregistrat o creștere în procent de 26% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2025 (4.140 mil lei), datorată creșterii valorii creanțelor.

Creanțele comerciale înregistrează o creștere cu 10% față de 31 decembrie 2025 (2.790 mil lei la 30 iunie 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 tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie (trimestrul II al anului 2026 față de trimestrul IV al anului 2025) au generat un sold mai mare al creanțelor din activitatea operațională (2.001 mil lei la data de 30 iunie 2026 față de 1.884 mil lei la data de 31 decembrie 2025).
- *clienții – piața de echilibrare* care datorită creșterii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul II al anului 2026, față de trimestrul IV din anul 2025 a determinat și creșterea cu 26% a soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (635 mil lei la data de 30 iunie 2026 față de 502 mil lei la data de 31 decembrie 2025).

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: MAVIR, Bursa Română de Mărfuri, OPCOM, Ciga Energy, Hidroelectrica, IBEX, JAO, Electrica Furnizare SA, Cinta Energy, RAAN. Ponderea acestora este de 73,29% în total creanțe comerciale.

- *clienții - schema de sprijin*, care au înregistrat o creștere în primul semestru din 2026 (+7 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 iunie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 152 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;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,4 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,9 mil lei, Petprod – 4,4 mil lei, Romenergy Industry – 2,7 mil lei, RAAN – 2,4 mil lei, UGM Energy – 1,5 mil lei, CET Govora – 0,9 mil lei, KDF Energy – 0,5 mil lei și alții.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 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 Grivița SA, Colonia Cluj-Napoca Energie SRL, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Modern Calor SA, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Universitatea Politehnica București.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă.

Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Totodată, se prelungeste și închiderea financiară a schemei de sprijin care se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Alte creanțe la data de 30 iunie 2026, în sumă de 224 mil lei au înregistrat o scădere de 8% și includ în principal:

- debitori diverși (112 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 85 mil lei (din care suma de 25,85 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin).

Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de: Romelectro (21,3 mil lei), Electrogrup SA (19,6 mil lei), RAAN (16,9 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), OPCOM (4,9 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), Multiservice G&G SRL (2,2 mil lei), Petprod (1,9 mil lei), GE Digital Service Europe (1,1 mil lei), Romenergy Industry SRL (0,6 mil lei)

- compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice în sumă de 11,9 mil lei: Arelco Power (0,99 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei) și Next Energy Partners (8,39 mil lei).
- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.
- sume primite cu caracter de subvenție 17,5 mil lei (30,9 la 31 decembrie 2025) aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 29,6 mil lei (8,7 mil lei la 31 decembrie 2025) reprezentate în principal de cotizații impozitul pe construcții speciale (11, mil lei), CPT (5,7 mil lei), cotizații (4,5 mil lei), contribuții (AMEPIP și ANRE) (3,9 mil lei), impozite și taxe (1,9 mil lei), polițe asigurări (1,1 mil lei), chirie și mentenanță clădire birouri (1 mil lei) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 4,5 mil lei (3,2 mil lei la 31 decembrie 2025) reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariiilor, sume ce urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansurile către furnizori achitate la 30 iunie 2026 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 561 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 – 351,5 mil lei, MAVIR – 74,8 mil lei și JAO – 134,9 mil lei).

TVA de recuperat în sumă de 253 mil lei (393 mil lei la 31 decembrie 2025) este aferentă deconturilor pentru perioada martie-iunie 2026, din care până la data prezentului raport, Compania nu a încasat nici o sumă reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă acestor deconturi.

Ajustările de depreciere existente în sold la 30 iunie 2026, calculate pentru creanțe comerciale și penalitățile aferente, sunt în valoare de 208 mil lei. Cele mai mari sunt înregistrate pentru JAO (31,6 mil lei), CET Govora (24,6 mil lei), Romelectro (24,5 mil lei), Arelco Power (14,5 mil lei), Total Electric Oltenia SA (14,2 mil lei), Romenergy Industry (13,5 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), OPCOM (9,5 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners (8,4 mil lei).

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 1.436 mil lei la data de 30 iunie 2026 au înregistrat o creștere în procent de 39% 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 iunie 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 iunie 2026 fiind purtătoare de dobândă fixă.

Valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat o scădere de la 179,4 mil lei înregistrată la 31 decembrie 2025 la 1 mil lei înregistrată la 30 iunie 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 iunie 2026 linia de credit nu este utilizată.

În intervalul ianuarie-iunie 2026, **datoriile curente** au înregistrat o creștere în procent de 13%, de la 3.669 mil lei la 31 decembrie 2025 la 4.148 mil lei la 30 iunie 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 508 mil lei și înregistrează sold în sumă de 2.184 mil lei la 30 iunie 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 441 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, Joint Allocation Office, Hidroelectrica SA, Bursa Română de Mărfuri, CIGA Energy SA, NOVA H SRL, OPCOM, Complexul Energetic Oltenia SA, CINTA Energy. La 30 iunie 2026, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 83,52% (81,53% la 31 decembrie 2025).

- creșterea *soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"* cu 133 mil lei a fost determinată de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul II al anului 2026, comparativ cu trimestrul IV al anului 2025.

- scăderea *soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"* cu 66 mil lei a fost determinată de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul II al anului 2026, comparativ cu trimestrul IV al anului 2025.

- **furnizorii de imobilizări** au înregistrat o scădere în perioada analizată în sumă 71 mil lei datorită diminuării achizițiilor de imobilizări, dar și ajungerea la termenul de plată a achizițiilor efectuate în anul 2025,
- **furnizori alte activități** au crescut cu un procent de 11% (+7 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 15% (+204 mil lei), de la soldul de 1.315 mil lei în 31 decembrie 2025 la 1.519 mil lei în 30 iunie 2026.

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

- *creditori diverși* în sumă de 267 mil lei (au crescut cu 32 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 (253 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (10,4 mil lei), redevență trim II 2026 (1,9 mil lei), garanții și altele (1,1 mil lei),
- *clienți creditori* la data de 30 iunie 2026 în sumă de 634 mil lei (au scăzut cu 38 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 631,5 mil lei, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling), SDAC (Single Day-ahead Coupling), FBMC (Flow Based Market Coupling) și IDA (Intra Day Auction), de la: MAVIR (223,7 mil lei), OPCOM (211,2 mil lei), BRM (194,4 mil lei), IBEX (2 mil lei), și JAO (0,2 mil lei).
- *dividendele cuvenite acționarilor Companiei* și neplătite la data de 30 iunie 2026, în sumă de 34,7 mil lei, se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- *alte datorii pe termen scurt* în sumă de 582 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 551 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 iunie 2026 în procent de 6% (+336 mil lei)

Astfel capitalurile proprii la sfârșitul semestrului I din 2026 sunt în valoare de 6.301 mil lei față de 5.966 mil lei la 31 decembrie 2025.

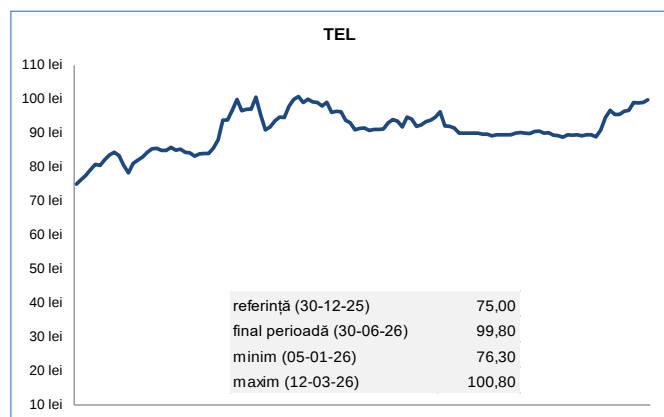
EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

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

Semestrul I 2026 a fost unul favorabil pentru acțiunile Transelectrica (TEL), evoluția fiind caracterizată de o apreciere consistentă în primele două luni ale anului, o consolidare în perioada martie-mai și o revenire puternică în luna iunie.

Acțiunea a pornit de la un nivel de tranzacționare de 75,00 lei/acțiune și a atins maximum perioadei de 100,80 lei/acțiune în data de 12 martie 2026, ceea ce a corespuns unui randament maxim de aproximativ +34,4% raportat la nivelul de început al perioadei.

La finalul semestrului, prețul TEL a fost de 99,80 lei/acțiune, menținând un randament pozitiv de aproximativ +33,1% și o capitalizare bursieră de aproximativ 7,32 mld. lei.



Lichiditatea acțiunii TEL în semestrul I 2026 a fost susținută, au fost înregistrate 23.855 tranzacții, cu un volum cumulat de 2.524.673 acțiuni și o valoare totală tranzacționată de 223.240 mii lei. Valoarea medie a tranzacțiilor pe acțiune, calculată ca raport între valoarea totală tranzacționată și volumul cumulat, a fost de aproximativ 88,42 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:

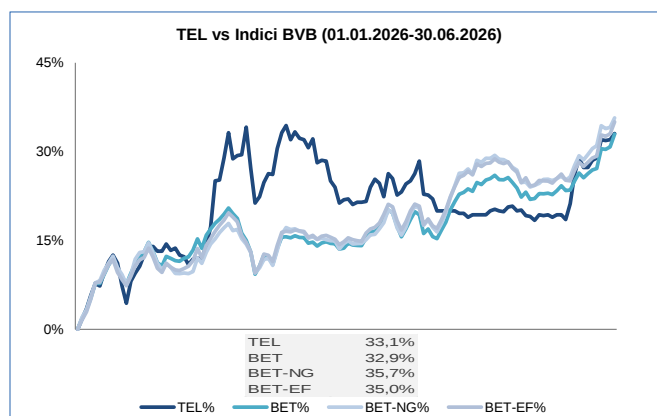
- indicele BET (Bucharest Exchange Trading - indicii de referință al pieței de capital ce

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 și 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 acțiunii TEL



Din perspectiva dinamicii relative, TEL a avut o evoluție superioară indicilor BET, BET-NG și BET-EF în cea mai mare parte a perioadei analizate, în special în a doua parte a lunii februarie, când diferența de randament față de indicii de referință a atins niveluri ridicate. În data de 23 februarie 2026, performanța relativă a acțiunii TEL a fost cu aproximativ 20 p.p. peste BET, 18 p.p. peste BET-NG și 20 p.p. peste BET-EF și ulterior spre sfârșitul perioadei analizate după o perioadă de consolidare a acțiunii TEL performanța acesteia a închis în ton cu cea a indicilor.

Conform ajustării periodice comunicate de BVB în iunie 2026, acțiunile TEL sunt menționate cu o pondere de 2,10% în indicele BET, 3,50% în indicele BET-NG și 2,53% în indicele BET-EF.

Indicatorii publicați de BVB în cadrul Buletinului lunar Iunie 2026 arătau pentru Companie un PER de 20,07, P/BV de 1,20 și EPS de 4,97 lei/acțiune.

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

PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

Principalele riscuri financiare pe care Compania le poate întâmpina în cadrul desfășurării activității 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 și riscul de lichiditate. Alte riscuri ce pot afecta performanța Companiei sunt: riscul privind prevederile din acordurile de finanțare, riscul deteriorării ratingului de credit, riscul de preț datorat imprevizibilității pieței de energie (care pot duce la creșteri semnificative de costuri asociate CPT).

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

Riscul de rată a dobânzii

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

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 Iunie 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 11.04.2028. Soldul la acest credit BEI la 30 Iunie 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-Iunie 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.

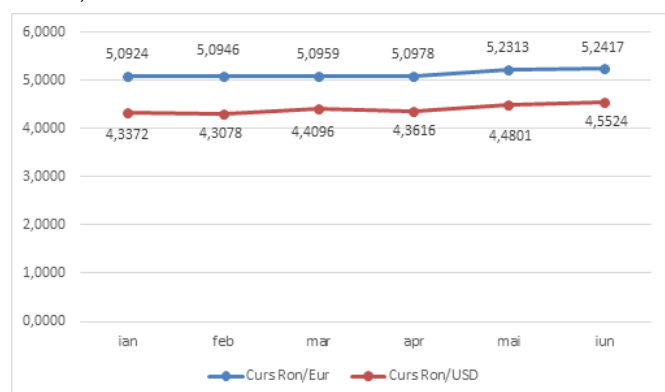
De asemenea riscul valutar a fost determinat de o combinație de factori interni și externi, inclusiv politici fiscale, situația politică internă și tendințele piețelor financiare globale.

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.

În semestrul I 2026, rapoartele indică diferențe din cursul valutar care au influențat cheltuielile, dar fără efecte semnificative raportate ca pierderi majore.

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

Evoluție curs valutar Ianuarie-Iunie 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.

Pe parcursul primului semestru din 2026, Compania a menținut un nivel adecvat al lichidității. Fluxurile de numerar operaționale au fost pozitive, asigurând capacitatea Companiei de a-și onora obligațiile pe termen scurt.

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

Riscul de credit

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

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

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

În perioada analizată, procesul de facturare și colectare a creanțelor de la clienți în cadrul Transelectrica s-a desfășurat eficient, cu respectarea majorității termenelor de plată, iar întârzierile în încasări au fost minore, fără a afecta în mod semnificativ lichiditatea companiei.

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

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

Riscul privind prevederile din acordurile de finanțare

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

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

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.

➤ Riscul legislativ

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

În semestrul I 2026, 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 iunie 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 creșterii costurilor de finanțare pe piața de credit, ceea ce poate afecta semnificativ Compania având în vedere o posibilă nevoie de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiții din cadrul Planului de Dezvoltare RET 2026-2035.

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, covenantii, 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 primului semestru din 2026, 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 operațiunile companiei-mamă. Eforturile au vizat asigurarea continuității și calității serviciilor prestate, identificarea timpurie a riscurilor operaționale și financiare la nivel de filială și implementarea măsurilor preventive necesare pentru limitarea impactului acestora asupra activității companiei.

➤ **Riscuri tehnice și operaționale**

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

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

- Pierderea stabilității SEN,
- Avarii la instalații și echipamente; Avarierea / indisponibilizarea instalațiilor și echipamentelor,
- Avarierea/ defectarea / indisponibilizarea:
 - Disfuncționalități ale sistemelor și platformelor utilizate în conducerea operativă, comunicații și telecomunicații,
 - Realizarea incompletă a Programului de Mentenanță RET,
 - Realizarea sub nivelul programat al programului anual de investiții (cantitativ și calitativ) ,
 - Neîndeplinirea condițiilor / cerințelor legale.

În perioada analizată, nivelul expunerii la astfel de riscuri a rămas constant față de anul precedent.

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



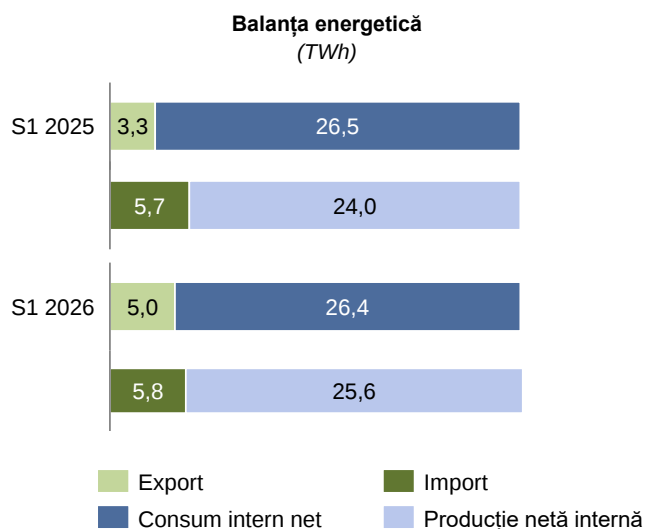


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – iunie 2026 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2025, se observă o scădere ușoară de 0,1% a consumului intern net¹ și o creștere cu 7% a producției nete de energie.

Schimbările fizice transfrontaliere de export au înregistrat în primul semestru din 2026 o creștere de 52% față de aceeași perioadă din anul 2025, iar cele de import o creștere ușoară în procent de doar 0,4% față de aceeași perioadă a anului trecut.



Referitor la consumul de energie electrică la nivelul SEN, în primele șase luni ale anului 2026, acesta a înregistrat scăderi lunare, cu valori cuprinse între 0,91% (martie) și 4,04% (mai), cu excepția lunii ianuarie, când a înregistrat o creștere de 6,29%.

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

În rest, valorile medii lunare au înregistrat anomalii pozitive, situându-se în general peste norma climatologică, cu excepția lunilor aprilie și mai, în care

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

ecartul de temperatură a fost ușor negativ (-0,85 °C în aprilie și respectiv 0,23 °C în luna mai).

MIXUL DE PRODUCȚIE

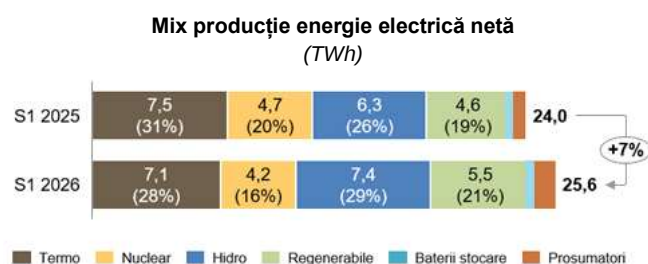
În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie - iunie 2026 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2025, s-a înregistrat o scădere pe componentele din surse Termoelectrice în procent de 5% și Nuclear în procent de 12%. Creșteri au înregistrat componentele Regenerabile și Hidro în procent de 20% respectiv 18%.

În ceea ce privește energia netă produsă pentru lunile mai și iunie 2026, aceasta include cantitățile provizorii de energie introduse în rețea de către prosumatori.

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

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – iunie 2026 se observă că cea mai mare pondere, 29%, este reprezentată de componenta Hidro urmată de componenta Termoelectrice 28%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de 21% respectiv 16%.

Trebuie menționat totodată faptul că datele aferente lunilor mai și iunie 2026 sunt preliminare.



PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

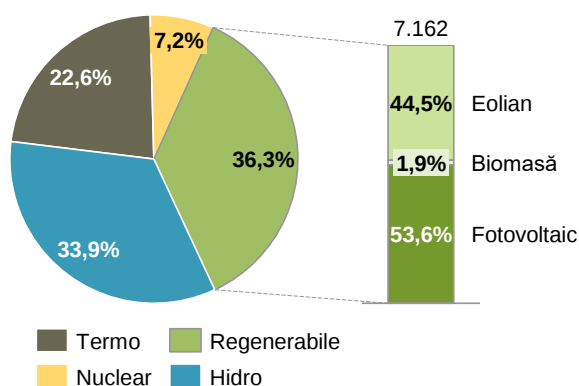
În intervalul ianuarie-iunie 2026, puterea instalată în centralele pe surse termoelectrice a înregistrat, comparativ cu aceeași perioadă din 2025, o scădere cu aproximativ 19%, de la 5.490 MW instalați la 30 iunie 2025, la 4.469 MW instalați la 30 iunie 2026.

La data de 01 iulie 2026, puterea brută instalată în SEN totaliza 19.733 MW, cu următoarea structură pe surse primare de energie: cărbune – 1.620 MW (1.386 MW net), hidrocarburi – 2.848 MW (2.332 MW net), nuclear – 1.413 MW (1.300 MW net), hidro – 6.689 MW (6.363

MW net), eolian – 3.185 MW (3.126 MW net), fotovoltaic – 3.840 MW (3.737 MW net), biomasă – 136 MW (124 MW net).

În ceea ce privește puterea instalată în instalațiile de stocare, la data de 01.07.2026 aceasta totaliza 924,43 MW (cu o capacitate de stocare de 1762,50 MWh), iar

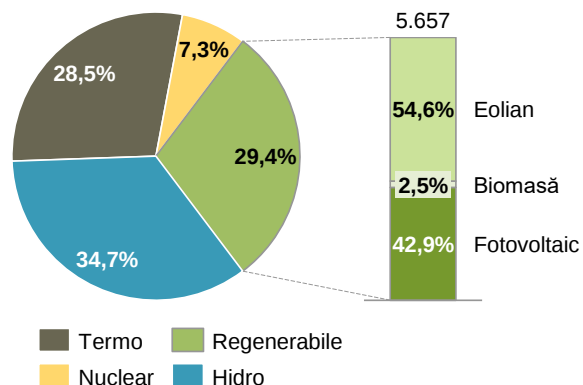
Putere instalată S1 2026 (19.733 MW. valoare brută)



puterea instalată la prosumatori însuma 3.897 MW (la data de 01.06.2026).

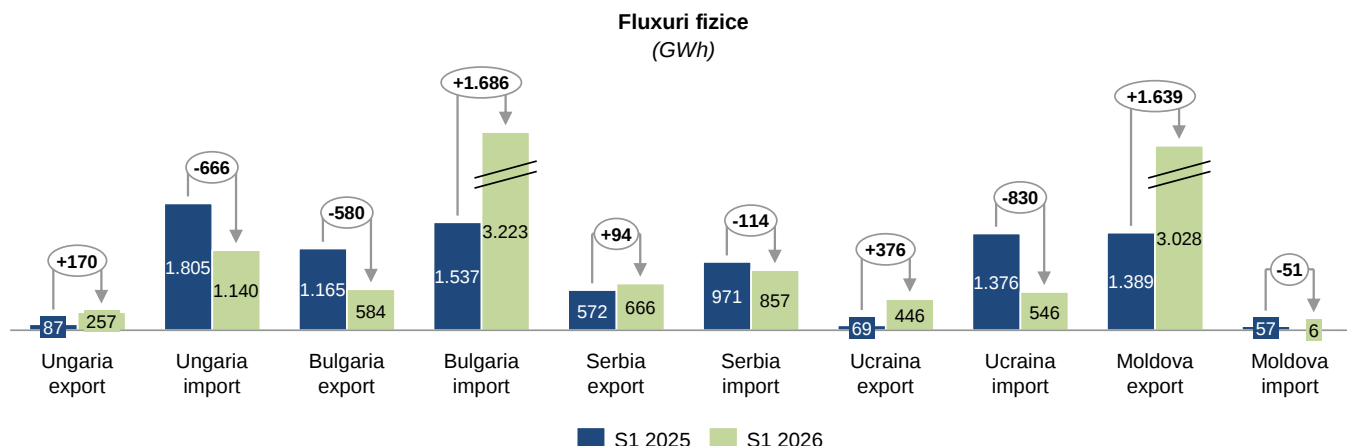
Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - iunie 2026 comparativ cu ianuarie-iunie 2025, este redată în graficele care ce urmează:

Putere instalată S1 2025 (19.246 MW. valoare brută)



FLUXURI TRANSFRONTALIERE

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



Distribuția fluxurilor fizice de import (S1 2026: 5,77 TWh, S1 2025: 5,75 TWh) / export (S1 2025: 4,98 TWh, S1 2026: 3,28 TWh) pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – iunie 2026 față de ianuarie - iunie 2025 se prezintă astfel:

- exportul a scăzut pe granița 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 - iunie 2025, fluxurile fizice de export au scăzut pe granița cu Bulgaria (-50% -580 GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (+16% +94 GWh) Ungaria (+195% +170 GWh), Ucraina (+542% +376 GWh) și Moldova (+118% +1.639 GWh).

Față de 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) și 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).

Începând cu anul 2026 identificarea schimburilor comerciale de energie electrică se raportează la capacitatea utilizată de import și export de energie electrică.

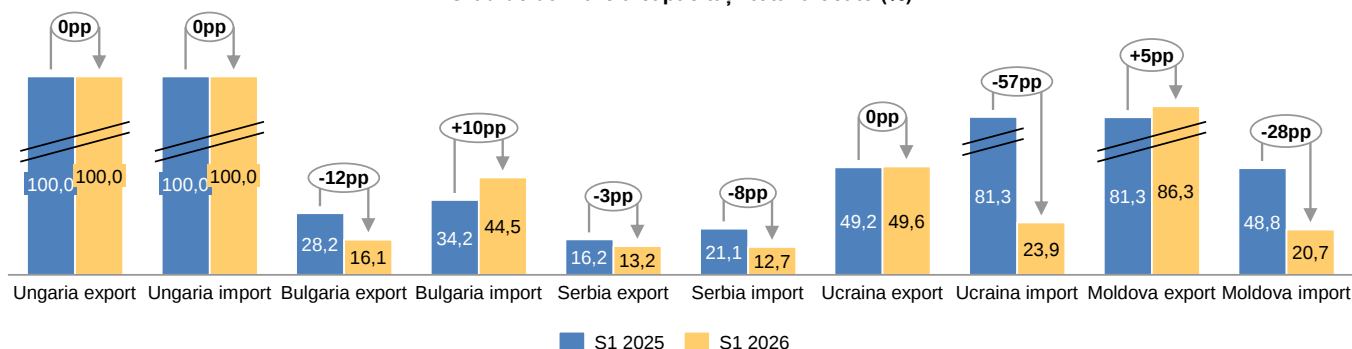
Schimburi comerciale includ cantitatea de energie electrică importată și exportată ca urmare a participării Transelectrica S.A. în calitate de membru operațional în

platforma europeană Imbalance Netting (IGCC), începând cu data de 17 decembrie 2021.

Pe granița cu Ungaria, gradul de utilizare este de 100%, atât la import cât și la 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 graniță și direcție, reprezintă raportul exprimat procentual dintre energia aferentă schimburilor

comerciale realizate (notificate) la nivelul unei luni și energia corespunzătoare drepturilor totale de capacitate.

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

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

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în intervalul ianuarie – iunie 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 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 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.

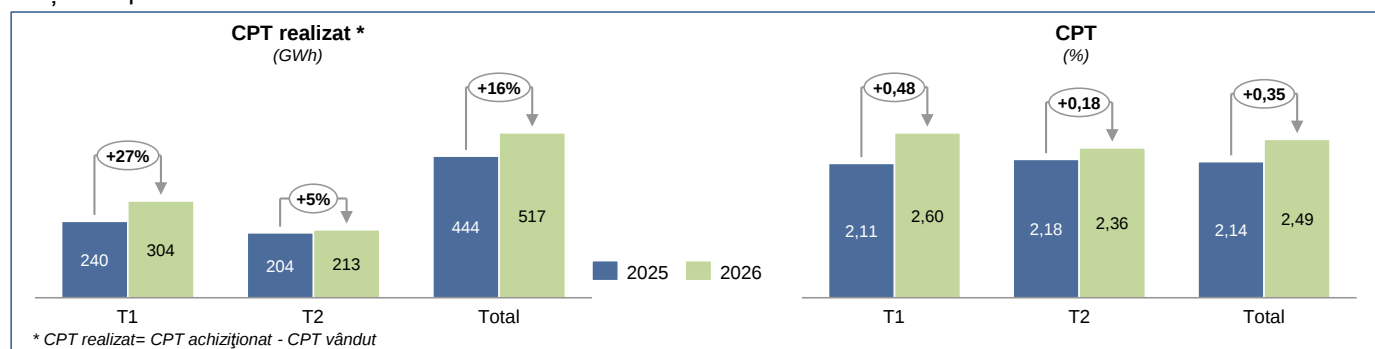
Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,27% în 2025 la 2,45% în 2026.

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.



Concluzii

Pe ansamblul trimestrului 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.



Dezvoltare RET

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 30 iunie 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, etc.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în semestrul I din 2026 este de 44 mil lei (319,5 mil lei în aceeași perioadă a anului 2025) în scădere cu 276 mil lei.

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

- Racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere CEF 165,141 MW Iepurești, amplasat în localitatea Iepurești, județul Giurgiu – 11,1 mil lei;

- Extindere funcții SCADA - implementarea funcțiilor noi și a modificărilor software în sistemul informatic EMS – SCADA – 6,4 mil lei;
- Montare dispozitive antigalopare pentru diminuare efecte galopare conductoare active pe LEA 400 kVs.c. Slatina-Drăgănești Olt și LEA 220 kV d.c. Slatina-Grădiște – 5,2 mil lei;
- 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 – 4,1 mil lei;
- 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 mil lei;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 3,1 mil lei;
- Racordare instalație de stocare 100 MW în Stația 220/110 kV Iaz – 3 mil lei.

IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în ianuarie-iunie 2026 sunt în sumă de 243 mil lei, în creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2025 când achizițiile au fost în sumă de 197 mil lei.

Totodată soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 30 iunie 2026, în sumă de 1.414 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 – 327,1 mil lei;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 251,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97,6 mil lei;

- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 91,6 mil lei;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 73,1 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 58,6 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlp – 48,8 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fâlcu 1 și CEE 18 MW Fâlcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- 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 – 41,5 mil lei.

PROGRAMUL ANUAL DE INVESTIȚII

Cheltuielile pentru investiții la 30 iunie 2026 pe principalele capite din programul anual de investiții se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categorii de cheltuieli	Programat* (mil. lei)	Realizat (mil. lei)
	Total general (A+B)	1.002,36	351,82
A	Cheltuieli totale proprii Companiei	788,38	271,57
A1	Cheltuieli proprii Companiei	647,68	236,81
A2	Cheltuieli proprii Companiei - PNRR	140,69	34,76
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	213,98	80,25

(*) PAI 2026 rev. A3

Gradul de realizare a programului anual de investiții la 30 iunie 2026 este de 35,1% față de Program și 48,3% față de bugetat Trimestrul I + II la **Total General** și de 34,4% față de Program și 44,7% față de bugetat Trimestrul I + II la categoria **Total Cheltuieli proprii Companiei**.

Valoarea realizată a investițiilor în continuare este de 221,94 mil lei și reprezintă 93,7% din cheltuielile de investiții proprii Companiei realizate în anul 2026.

Valoarea realizată a investițiilor finanțate din tarif de racordare este de 80,25 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 A3 a PAI 2026.

Planul de dezvoltare al Companiei pentru următorii 10 ani include un program complex de investiții, care urmărește consolidarea securității energetice, digitalizarea și implementarea conceptului SMART GRID, ceea ce va genera, pe de o parte, creșterea capacității de integrare a energiei regenerabile în sistem și pe de altă parte creșterea capacității de interconexiune.

În ceea ce privește capacitatea RET de a integra noi unități de producție din surse regenerabile, trebuie menționat potențialul eolian și solar al regiunilor Dobrogea (sud-estul țării) și Banat (sud-vestul țării).

Aceste regiuni, deja congestionate, nu mai permit integrări de noi capacități, însă luând în considerare investițiile în curs de realizare precum și cele planificate doar pentru aceste două regiuni, până în 2027, vor fi aproximativ 5.000 de MW suplimentari disponibili.

ASPECTE CONTRACTUALE

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

- Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud – lucrări – 81,7 mil lei,
- Servicii de închiriere a unui spațiu într-o clădire de birouri, respectiv mentenanță, necesar funcționării CNTEE 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 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110kV Mintia – 34,5 mil lei,
- Instalație de CEF și instalație stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile Transelectrica - stații CEF zona 1 STT București:400/220/110/10kV București Sud 220/110/20kV Fundeni, 400/110/20kV Domnești, 400/110/20kV Gura Ialomitei, 220/110/20kV Ghizdaru.

FONDURI EUROPENE

Colaborarea dintre Transelectrica și Universitatea Politehnica din București

Investiția 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 perioadă de 3 ani (termen maxim de implementare: până la data de 30 iunie 2026). Începând cu luna noiembrie 2023 și până în prezent, în cadrul Transelectrica s-au organizat constant stagii de practică.

În perioada 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 11 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 de 110kV 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-Stâlp;
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.

În perioada ianuarie-iunie 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 **204,3 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-iunie 2026, au fost desfășurate activitățile aferente procesul de contractare a fondurilor nerambursabile aprobate.

Proiectul “LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan”

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

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-iunie 2026 Cereri de rambursare în valoare totală de **25,8 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 – în evaluare la Autoritatea de Management*

De asemenea, în perioada ianuarie-iunie 2026 au fost elaborate și transmise Rapoartele de progres nr. 1 (înregistrat cu nr. 5761/09.02.2026) și nr. 2.

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 investiției finanțate prin REPowerEU este de a crește flexibilitatea și de a soluționa blocajele din rețeaua de electricitate pentru accelerarea integrării capacităților suplimentare de energie regenerabilă și pentru creșterea gradului de reziliență a rețelei, consolidând, în același timp, securitatea cibernetică printr-o mai bună capacitate de reacție la atacurile cibernetice.

În 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 activități aferente pentru implementarea Investiției 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice, 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-iunie 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 Raportul de progres aferent primului trimestru din anul 2026.

De asemenea, în luna mai 2026 a fost transmisă către SGG Cererea de transfer nr. 4, înregistrată cu nr. 23395/06.05.2026 în valoare de **5,3 mil lei**.

Programul „Horizon –Europe”

Reprezentanții Companiei participă în cadrul Consorțiilor formate pentru dezvoltarea proiectelor **dezvoltarea proiectelor TwinEU și SmartTwin** finanțate prin Programul de Cercetare – Inovare al Uniunii Europene Horizon.

Proiectul TwinEU (Digital Twin for Europe) finanțat prin programul Horizon Europe, a demarat la data de 01.01.2024 și se va derula pentru o perioadă de 36 de luni.

- Compania face parte din consorțiul format pentru dezvoltarea acestui proiect, – care reunește 71 de parteneri din Europa, printre care se numără operatori de transport și sistem, companii de tehnologie, universități și institute de cercetare, asociații europene, dezvoltatori de soluții.
- Obiectivul proiectului vizează creșterea nivelului de eficiență și de penetrare a tehnologiilor smart în cadrul rețelelor electrice conducând către o rețea cu adevărat inteligentă. Rezultatele proiectului sunt așteptate să contribuie la dezvoltarea unor noi arhitecturi de rețele inteligente, precum și la integrarea acestora în cadrul infrastructurii digitale europene.
- Beneficiile 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 Național 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 finanțare, care prevede modificarea denumirii anumitor parteneri și transferul de efort alocat și buget între anumiți participanți din cadrul Consorțiului.

Totodată, au fost definitive și transmise către Comisia Europeană, o serie de livrabile, în conformitate cu termenele prevăzute în Acordul de finanțare. 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 primului semestru al anului 2026, se pot menționa:

Incertitudini

- Volatilitatea pieței construcțiilor și a materialelor din domeniul energetic, precum și actualul context geopolitic au determinat o creștere spectaculoasă a prețurilor și implicit a bugetelor și devizelor proiectelor de investiții finanțate din fonduri europene nerambursabile, cu impact asupra valorii contribuției Companiei la finanțarea proiectelor.

² Connecting Europe Facility (CEF).

- Întârzieri mari înregistrate în avizarea de către instituțiile abilitate a proiectelor de acte normative care reglementează transferul dreptului de administrare, în numele statului român, asupra unor terenuri aflate pe culoarul liniilor electrice aeriene pe care le construiește C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., fapt care a indus întârzieri în asigurarea de către companie, a accesului antreprenorilor la aceste terenuri, având ca efect înregistrarea unor mari întârzieri în implementarea proiectelor și respectarea termenelor de punere în funcțiune a proiectelor de investiții linii electrice aeriene, având, la rândul său ca efect, unele întârzieri în respectarea graficului de rambursare a sumelor eligibile pentru proiectele cu finanțare nerambursabilă. Ca o consecință a acestui fapt, Transelectrica a trebuit să ia în considerare riscul de a nu putea beneficia în totalitate de fondurile nerambursabile europene care i-au fost alocate, cu efect negativ și asupra ratei de absorbție de fonduri europene a României.

Perspective 2026

Compania are în vedere următoarele inițiative:

- Abordarea oportunităților de finanțare nerambursabilă care vizează două paliere:
 - *procesul de monitorizare a oportunităților de finanțare nerambursabilă lansate de autoritățile finanțatoare de la nivel național și european, care se desfășoară în mod constant,*
 - *identificarea oportunităților de finanțare care se realizează corelat cu prioritățile de dezvoltare ale Companiei, precum și cu nevoile identificate în ceea ce privește susținerea implementării acestora.*
- Continuarea unei bune colaborări inter-instituționale, cu Ministerul Investițiilor și Proiectelor Europene, Ministerul Energiei, Ministerul Economiei, Secretariatul General al Guvernului și celelalte entități guvernamentale, pentru asigurarea cadrului legal necesar implementării proiectelor de interes comun și de importanță națională pe care le implementează Compania.

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 afilierea Companiei la Centrul de coordonare a securității din regiunea CORE, TSCNET prin participarea la capitalul social cu un aport de 470.500 euro (1 acțiune – 2.500 EUR).

JAO (Joint Allocation Office)

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

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

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

GECO POWER COMPANY

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

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 – Iunie 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 emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 08 ianuarie 2026:

- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013,
- a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020,
- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei Transelectrica S.A. în vederea efectuării demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013,
- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei în vederea efectuării efectuarea demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020.

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 Ordonanța de urgență a Guvernului nr.33-2007 privind organizarea și funcționarea ANRE aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160-2012, cu modificările și completările ulterioare, Președintele ANRE a emis decizia prin care s-a acordat Companiei Transelectrica derogare de la obligația 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 acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în data de 16 martie 2026, agenția Moody's Ratings a publicat actualizarea anuală (Annual Update) a Opiniei de Credit (Credit Opinion) pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

Prin acest raport, agenția 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 acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în ședința 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 Ișalnița, 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 dezbaterile publice organizate 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 Luminița 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 și 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 cunoștința 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 re tehnologizarea 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 semnificativă.

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 Asocieria 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 munților Carpații 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 Asocieria 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 ședință 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 și 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 București) 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 în 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 Național 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 Național de Istorie a Evreilor și 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 ședință 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 din 22 mai 2026

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

- punctul 1 pe ordinea de zi a aprobat programul de investiții 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 și 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 exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
- punctul 12 pe ordinea de zi a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate pentru exercițiul 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 distribuție a energiei electrice și 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 deținerii majore indirecte sub 5% din capitalul social al TEL scăderi

Compania a informat acționarii și investitorii, în aplicarea art. 74 alin. (6) din Legea 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni 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 Asocieria 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.

EVENIMENTE ULTERIOARE

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 rezilienței Sistemului Electroenergetic Național.

Dețineri 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 piață, 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 intermendiul 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 iunie 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, domnul George Niculescu, a vicepreședintelui ANRE, domnul Gabriel Andronache 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, vor intra în SEN, în regim de probe, noi capacități de producție a energiei electrice – fotovoltaice și stocare, însumând aproape 300 MW.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 30.06.2026 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%
Alți acționari - persoane juridice	20.972.829	28,6%
Alți acționari - persoane fizice	4.556.437	6,2%
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

În conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul președintelui 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 II 2026

Prin Ordinul Președintelui 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 rețea (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 (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	33,03	36,45	+10,35%

*Notă: Începând cu data de 1 ianuarie 2025 s-a eliminat noțiunea de "tarif mediu de transport". Până la data de 1 ianuarie 2025, ANRE aproba o valoare medie a tarifului de transport și valorile tarifelor de injecție în rețea T_G (tarif plătit de producători) și de extracție din rețea T_L (tarif plătit de consumatori). În derularea contractelor de transport se aplică doar tarifele T_G și T_L. 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) și de extragere a energiei electrice din rețea (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 iextracție 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 față de cele prezentate în “Raportul aferent trimestrului I 2026”.

II)Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în trimestrul II 2026

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, la începutul lunii mai, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 iunie 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.

CNTEE Transelectrica SA va transmite la ANRE, până la data de 15 august 2026, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem pentru perioada 1 octombrie 2026 - 31 martie 2027.

Valoarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem în vigoare, este cel aprobat 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%

LITIGII

Cele mai importante litigii cu impact asupra Companiei sunt prezentate în cele ce urmează:

Notă: Pentru ușurința citirii și înțelegerii, 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 Mehedinți a dispus deschiderea procedurii generale a insolvenței împotriva RAAN.

La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinți a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activități Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociații SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului-verbal din 28.02.2014.

La data de 14.06.2016, s-a dispus deschiderea procedurii falimentului împotriva RAAN.

CNTEE Transelectrica SA a formulat contestație la tabelul suplimentar de creanțe, care a făcut obiectul dosarului nr. 9089/101/2013/a152 împotriva debitoarei RAAN, întrucât lichidatorul judiciar nu a înscris o creanță în valoare de 78.096.209 lei pe motiv că "aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN." Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096.209 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013. S-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe, Tribunalul Mehedinți încuviințând proba cu expertiza contabilă. Prin Hotărârea 163/20.06.2019, soluția Tribunalului Mehedinți: s-a admis excepția decăderii. S-a admis în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950.117,14 lei creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. S-a respins în rest cererile conexate. În temeiul art. 453 al. 2 C. pr. civ. obligă pârâta să plătească reclamantei 1.000 lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată în ședință publică. Document Hotărâre 163/20.06.2019. Transelectrica a declarat apel în termenul legal. La termenul din 06.11.2019, Curtea de Apel Craiova a dispus respingerea apelului Transelectrica, ca nefondat. Decizie definitivă. Hotărâre 846/06.11.2019.

În dosarul de faliment al RAAN înregistrat sub nr. 9089/101/2013, CNTEE Transelectrica SA a fost înscrisă la masa credală cu următoarele creanțe: 19.113.256 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare: **16.09.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.516.707 lei.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte dosare aflate în diferite stadii de judecată. Acțiuni ale RAAN împotriva CNTEE Transelectrica SA derivând din contractul nr. C137/08.04.2011.

Dosarul nr. **28460/3/2017** - Obiectul dosarului: obligarea subscrisei la plata sumei totale de 12.346.063 lei. Soluția CAB 27.09.2021: Suspendă judecata apelului până la soluționarea definitivă a dosarelor nr.28458/3/2017, nr.26024/3/2015. Soluția din data de 23.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de repunere a cauzei pe rol. Menține suspendată judecata apelului. La termenul din data de 20.05.2024 a fost admis apelul, s-a schimbat sentința apelată în sensul că: a fost admisă cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 12.346.063,10 lei, reprezentând debit principal și penalități, cu drept de recurs. Hotărâre 806/20.05.2024. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă**.

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

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

Obiectul dosarului: Prin cererea de chemare în judecată, reclamantul Municipiul Reșița solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata următoarelor sume: 2.129.765,86 lei, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018; dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

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

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

Suspendarea judecării cauzei s-a dispus până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 3154/115/2018* al Tribunalului Caraș Severin.

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

La termenul din 27.06.2024 s-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe notele de sedință, aflate la filele 172-174, depuse de către pârâta Transelectrica SA. S-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe precizările depuse de către reclamantul Municipiul Reșița ca urmare a cererii formulate de către expert.

În data de 19.09.2024 s-a încuviințat cererea reclamantului de amânare a cauzei și s-a dispus comunicarea către acesta a unui exemplar al raportului de expertiză. S-a prorogat discutarea cu privire la onorariul definitiv al raportului de expertiză după studierea acestuia de către ambele părți. S-a amânat judecarea cauzei, față de lipsa raportului de expertiză, la data de 10.10.2024.

În data de 10.10.2024 s-a stabilit în sarcina reclamantei și pârâtei să plătească fiecare câte 1000 lei onorariu expert, s-a dispus efectuarea unui supliment de expertiză.

La termenul din 12.12.2024 s-a acordat un nou termen de judecată în vederea studierii raportului suplimentar de expertiză și formularea eventualelor obiecțiuni, de către reprezentanții părților. S-a amânat judecarea cauzei la termenele 13.02.2025, 20.02.2025 și ulterior la 27.02.2025.

La termenul din 27.02.2025, instanța a respins excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica. A calificat excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. A respins cererea de chemare în judecată formulată de pârâta Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

La termenul din data de 29.05.2025 a fost admisă cererea de completare a dispozitivului sentinței civile nr. 150/27.02.2025, pronunțată de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** formulată de

pârâta Transelectrica. S-a dispus completarea dispozitivului cu următoarea dispoziție: a fost obligată reclamanta să plătească pârâtei suma de 2500 lei cheltuieli de judecată constând în onorariu expert. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

În data de 06.05.2026 Instanța a anulat apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâta Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 150/27.02.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**. A respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâta Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 595/29.05.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-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. Hotărâre 136/06.05.2026

• ANAF

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

Inspekția fiscală generală a început la data de 14.12.2011 și s-a încheiat la 26.06.2017, data discuției 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 întârziere) aferente cu privire la serviciile de sistem tehnologice de sistem (STS) facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspekției 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 întârziere și penalități de întârziere), în sumă de 63.908.307 lei.

În principal, Raportul de inspekție 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 excepția necompetenței materiale a Curții de Apel București – SCAF. Declină în favoarea Judecătoriei Sector 1 București competența materială de soluționare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunțată în ședință publică din 08.02.2018. Document: Hotărâre nr.478/2018 din 08.02.2018.

În urma declinării competenței, pe rolul Judecătoriei Sector 1 a fost înregistrat **dosarul nr. 8993/299/2018** prin care Compania a contestat executarea silită pornită în temeiul titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017, care are la bază Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 emisă de ANAF - Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili

Soluția pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulate de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a **dosarului nr. 1802/2/2018**, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. Pronunțată în ședință publică. Document: Încheiere - Suspendare 17.04.2018.

S-a reluat judecarea cauzei iar la termenul din data de 10.10.2024 pentru comunicarea înscrisurilor depuse la dosar de către contestatoare către intimată a fost amânată judecarea cauzei pe parcursul mai multor termene. Următorul termen de judecată în data de **24.09.2026**.

• **CONAID COMPANY SRL**

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

La termenul din 03.01.2024 TMB admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel în 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 4/2024.

Conaid Company SRL a declarat apel cu termen de judecată fixat în data de 27.03.2025. La termenul din 27.03.2025 instanța admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă.**

Pentru suma de 17.216.093 lei CNTEE Transelectrica a constituit provizion în martie 2019.

• **OPCOM**

Dosar nr. **22567/3/2019** - Obiectul dosarului: acțiune în pretenții pe dreptul comun.

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloare TVA, aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societății OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții “Electricity Market Project”.

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778,27 lei aferenta facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019 reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

Suspendă judecata cauzei până la soluționarea definitivă a dosarului 31001/3/2017, având ca obiect acțiune în anulare hotărâre AGA Opcom (în care Transelectrica nu este parte și în care la data de 01.02.2021 s-a dispus respingerea apelurilor declarate, soluția fiind definitivă).

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Soluția CAB conform hotărârii nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată

de CAB. În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. **Definitivă.** Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou 22567/3/2019* cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 24.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Pentru sumele prezentate mai sus, Compania înregistrează ajustări pentru deprecierea creanțelor (debit principal și penalități aferente).

Dosar nr. 24242/3/2021 - Tribunalul București Secția a VI-a Civilă - Obiectul dosarului: Reclamanta OPCOM solicită constatare nulitate act – aport în natură.

În data de 07.11.2023 Soluția TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

OPCOM a declarat apel. La termenul din 13.03.2025, CAB respinge apelul ca nefondat. Obligă reclamanta (OPCOM) la plata către stat a sumei de 179.550,57 lei reprezentând taxa judiciară de timbru.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosarul nr. 44380/3/2024 are ca obiect: pretentii și încheiere act adițional pentru suma de 2.914.065,21, cval. servicii calculare drepturi de incasat și obligații de plată ale tranzacțiilor realizate de PRE și PPE + doabanda legală. Termen de judecată: **29.09.2026.**

• **CURTEA DE CONTURI**

În perioada septembrie 2023 – ianuarie 2025, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a

desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Tema auditului de conformitate a fost „situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2020-2022” la CNTEE Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării misiunii de audit, Departamentul IV al Curții de Conturi a României a emis Raportul de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025, aprobate prin Hotărârea Plenului nr. 47/23.01.2025, prin care au fost stabilite un număr de 17 recomandări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (**dosar nr. 5244/2/2025**) prin care a solicitat următoarele:

- anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- cheltuieli de judecată.

La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată. Cu recurs în 5 zile de la comunicare, calea de atac urmând a se depune la Curtea de Apel București - Secția a VIII a CAF. Pronunțată azi, 14.10.2025, prin punerea soluției la dispoziția părților

prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 1342/2025 14.10.2025.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna 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: **08.09.2026**

- **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 Bacău, CET Govora, Nuclearelectrica, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL Menarom PEC SA Galați, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, PET Communication, ISPE, Grand Voltage SRL, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy și alții).

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	S1 2026	2025	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	6.363	6.182	181	3%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	-	2	(2)	-
Imobilizări necorporale	203	259	(55,9)	(22%)
Imobilizări financiare	88	88	-	-
Total active imobilizate	6.654	6.531	123	2%
Active circulante				
Stocuri	43	45	(1)	(3%)
Creanțe	3.621	3.349	271	8%
Numerar și echivalente	1.568	734	834	114%
Impozit pe profit de recuperat	-	12	(12)	-
Total active circulante	5.232	4.140	1.091	26%
Total active	11.886	10.671	1.215	11%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	-	-
<i>Capital social subscris</i>	733	733	-	-
Primă de emisiune	50	50	-	-
Rezerve legale	147	147	-	-
Rezerve din reevaluare	1.352	1.404	(52)	(4%)
Alte rezerve	314	299	15	5%
Rezultat reportat	3.706	3.333	373	11%
Total capitaluri proprii	6.301	5.966	336	6%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	1.169	769	401	52%
Împrumuturi pe termen lung	1	1	(0)	(31%)
Datorii privind impozitele amânate	214	214	(1)	-
Obligații privind beneficiile angajaților	52	52	-	-
Total datorii pe termen lung	1.436	1.037	400	39%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	4.054	3.407	647	19%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	-	2	(2,3)	-
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	16	15	1	4%
Obligațiile privind beneficiile angajaților pe termen scurt	11	11	-	-
Împrumuturi pe termen scurt	1	179	(178)	(99%)
Provizioane	18	32	(14)	(43%)
Venituri în avans pe termen scurt	26	21	5	23%
Impozit pe profit de plată	21	-	21	-
Total datorii curente	4.148	3.669	479	13%
Total datorii	5.584	4.705	879	19%
Total capitaluri proprii și datorii	11.886	10.671	1.215	11%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]									
Indicator	S1 2026	S1 2025	2024	2025	Bugetat S1 2026	Realizat S1 2026 vs S1 2025	Realizat S1 2026 vs S1 2025 (%)	Realizat vs Bugetat S1 2026	Realizat vs Bugetat S1 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	1.306	1.119	2.024	2.263	1.161	187	17%	145	13%
Venituri din serviciile de sistem	391	282	633	574	378	109	39%	12	3%
Venituri din piața de echilibrare	1.515	1.491	4.966	2.676	2.085	25	2%	(569)	(27%)
Alte venituri	43	32	256	60	26	11	34%	16	62%
Total venituri din exploatare	3.254	2.922	7.879	5.573	3.650	332	11%	(395)	(11%)
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	(416)	(358)	(716)	(641)	(424)	(58)	(16%)	8	2%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	(1.512)	(1.491)	(4.966)	(2.676)	(2.085)	(21)	(1%)	573	27%
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(293)	(235)	(524)	(706)	(369)	(58)	(25%)	76	21%
Amortizare	(199)	(192)	(356)	(389)	(201)	(7)	(3%)	2,0	1,0%
Cheltuieli cu personalul	(198)	(202)	(373)	(412)	(205)	3	2%	7	3%
Reparații și mentenanță	(66)	(60)	(129)	(161)	(91)	(6)	(11%)	25	27%
Materiale și consumabile	(3)	(3)	(9)	(11)	(7)	0	4%	4	61%
Alte cheltuieli din exploatare	(142)	(115)	(240)	(257)	(173)	(26)	(23%)	32	18%
Pierdere/ (câștig) din deprecierea creanțelor	(12)	(4)	-	-	-	(8)	n/a	(12)	n/a
Alte câștiguri sau pierderi	13	(1)	-	-	(3)	14	n/a	16	n/a
Total cheltuieli din exploatare	(2.827)	(2.660)	(7.312)	(5.254)	(3.557)	(167)	(6%)	730	21%
Profit din exploatare	427	263	568	319	93	165	63%	335	n/a
Venituri financiare	13	30	27	35	19	(17)	(57%)	(7)	(35%)
Cheltuieli financiare	(2)	(2)	(14)	(8)	(2)	1	33%	0,2	10%
Rezultat financiar	11	27	13	28	18	(16)	(60%)	(7)	(37%)
Profit înainte de impozitul pe profit	438	290	581	347	110	149	51%	328	n/a
Impozit pe profit	(82)	(33)	(42)	(25)	(6)	(49)	n/a	(76)	n/a
Profitul exercițiului	356	256	539	323	105	100	39%	252	n/a

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	S1 2026	S1 2025	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierderele perioadei	356,30	256,44	99,9
Cheltuieli cu impozitul pe profit	81,94	33,15	48,8
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea și deprecierea imobilizărilor (inclusiv CPT suplimentar)	198,74	192,05	6,7
Venituri din producția de imobilizări necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	-	(0,92)	0,9
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	11,55	2,13	9,4
Pierderi din creanțe și debitori diverși	-	1,67	(1,67)
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	0,41	0,12	0,3
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	(0,61)	(0,15)	(0,5)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	(6,94)	(1,07)	(5,9)
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(13,86)	(0,26)	(13,6)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	(10,81)	(27,55)	16,7
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	616,71	455,62	161,1
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(143,18)	1.065,28	(1.208,5)
Clienți - echilibrare	(133,02)	26,55	(159,6)
Clienți - cogenerare	(6,75)	11,66	(18,4)
Stocuri	2,02	(1,61)	3,6
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	469,46	(1.048,33)	1.517,8
Datorii - echilibrare	132,92	(84,92)	217,8
Datorii - cogenerare	(66,14)	(34,11)	(32,0)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	0,60	(3,01)	3,6
Venituri în avans	224,55	132,59	92,0
Fluxuri de trezorerie activitate exploatare	1.097,17	519,72	577,5
Dobânzi plătite	(1,14)	(0,74)	(0,4)
Impozit pe profit plătit	(49,17)	(39,14)	(10,0)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	1.046,86	479,84	567,0
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(243,16)	(196,61)	(46,6)
Titluri de participare deținute la GECCO POWER COMPANY CORRIDOR POWER COMPANY SRL	-	(3,75)	3,8
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	195,77	8,12	187,7
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	7,75	1,38	6,4
Dobânzi încasate	11,44	6,24	5,2
Dividende încasate	0,02	22,12	(22,1)
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(28,19)	(162,50)	134,3
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(6,16)	(12,00)	5,84
Plăți leasing clădire	(6,06)	(6,24)	0,2
Dividende plătite	(0,08)	(0,01)	(0,1)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(12,29)	(18,24)	6,0
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	1.006,38	299,10	707,3
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	561,25	671,56	(110,3)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	1.567,63	970,66	597,0

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

Indicatori	Formula de calcul	S1 2026	2025
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,26	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	0,03%	3,07%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	0,03%	2,98%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	64,60	71,20
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,48	0,84

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

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

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

Nr. crt.	Denumire indicatori	U.M.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat S1 2026	Țintă 2026
Indicatori financiari					
1	Rata cheltuielilor de capital	%	5,00%	2,96%	5,58%
2	Realizarea Planului Anual de Investiții în procente enunțate din Planul de Investiții aprobat de AGA	%	10,00%	38,49%	92%
3	Rata de plată a dividendelor (în conformitate cu prevederile OG 64/2001)*	%	25,00%	-	50%
4	Rata lichidității curente	nr	25,00%	1,26	1,05
5	Rata de rotație a activelor	nr	5,00%	0,28	0,53
6	Rentabilitatea activelor ROA	%	5,00%	3,00%	2,06%
TOTAL INDICATORI FINANCIARI			75,00%		
Indicatori nefinanciari					
1	Realizarea Planului Anual de Mentenanță	%	10,00%	32%	90%
2	Numărul mediu de ore de formare per angajat	nr	3,00%	14,97	18,00
3	Numărul de instruiți în materie de siguranță	nr	3,00%	5,00	5,00
4	Număr de reuniuni, Comitet Directorat	nr	3,00%	20	38
5	Consumul intern de energie electrică	MW	3,00%	23.036	46.400
Indicatori necomerciali					
6	Diferența de remunerare sex feminin versus sex masculin	%	3,00%	5,44%	0,50%
TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI și NECOMERCIALI			25,00%		
TOTAL INDICATORI			100,00%		

* În S1 2026 nu s-au acordat dividende interimare.

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

Nr. crt.	Denumire indicatori	u.m.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat S1 2026	Țintă 2026
Indicatori financiari					
1	Rata de acoperire a Dobânzii	nr	20,00%	454	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 retenție a clienților*	%	5,00%	100%	100,00%
2	Scorul de satisfacție al clienților**	%	5,00%	98%	75%
3	Numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere	nr	15,00%	11	10
4	Număr de reuniuni ale Comitetelor	nr	15,00%	12	10
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 înregistrat reclamații în semestrul I 2026

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

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

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

Consiliul de Supraveghere

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

Directorat

- Compania a informat acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în ședința 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 semestrul I 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 181/2026	Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud - lucrări	26	81.666,20	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 390/2026	Servicii de închiriere a unui spațiu într-o clădire de birouri, respectiv mentenanță necesar funcționării CNTEE Transelectrica SA - Executiv	60	0,00	11.781,33	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură proprie
3	C 228/2026	Rețea de comunicații cloud privat și soluție de comunicații EDC SCADA NOU	24	38.545,74	0,00	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
4	TM 16/2026	Achiziție și montaj at 4 400MVA, 400/220kV în stația 400/220/110kV Mintia	20	34.484,17	0,00	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
5	CT 22/2026	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele STT Constanța	36	20.380,55	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
6	CJ 399/2026	Înlocuire trafa 1-40 MVA, 110/10 kV în stația 400/110/10 kV Cluj Est	12	3.800,00	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
7	C 389/2026	Servicii de suport pentru licențe Oracle	48	3.091,59	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
8	TM 17/2026	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție la obiectivele STT Timișoara (7 luni)	7	3.778,97	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură proprie
9	SB 17/2026	Reabilitare și modernizare DJ 102I, Valea Doftanei, județul Prahova – Brădet, județul Brașov” – coexistență cu LEA 400 kV Brazi Vest – Dârste, stâlpii 246-282	6	2.737,15	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
10	BA 20/2026	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA care trec prin zone cu vegetație arboricolă - STT Bacau	36	1.731,32	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
11	C 401/2026	Subscripție pentru licența de utilizare și suport tehnic pentru program de modelare a pieței de energie electrică	36	0,00	272,11	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă la o procedură concurențială de ofertare
12	C 313/2026	Contract subsecvent nr.1 la acordul cadru C 146/2026 - servicii de telefonie mobilă și servicii de internet mobil pentru perioada 2026 -2029	12	0,00	206,72	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Reofertare
13	TM 18/2026	Servicii de cosire și îndepărtare a vegetației în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea STT Timișoara	24	881,58	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
14	TM 11/2026	Servicii de reparare și întreținere a instalațiilor de climatizare din județul Timiș, județul Arad, județul Caraș-Severin și din județul Hunedoara	24	539,60	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
15	CT 15/2026	Înlocuire trafa 2 400/110 kV (trafo 1 după retehnologizare) în stația Smârdan și instalare trafa 3 nou 400/110 kv în stația Smârdan (proiectare SF, CS)	15	532,00	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
16	CR 18/2026	RC LEA 220 kV Porțile de Fier-Turnu Severin circ. 1 și circ. 2 (proiectare)	10	526,62	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă

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 București
„CEE”	Comunitatea Economică Europeană
„Companie”. „CNTEE”. „TEL”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„DEN”	Dispecerul Energetic Național
„EBIT”	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
„EBITDA”	Profit operațional înainte de dobânzi. impozit pe profit și amortizare
„EBT”	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
„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 oficială a României
„MFP”	Ministerul Finanțelor Publice
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din România OPCOM SA
„OUG”	Ordonanță de Urgență 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 oficială a Statelor Unite ale Americii
„WACC”	Costul Mediu Ponderat al Capitalului



CNTEE Transelectrica SA
Societate administrată în sistem dualist



Situații Financiare Interimare Separate Simplificate
la data și pentru perioada de șase luni încheiată la
30 iunie 2026

Întocmite în conformitate cu
Standardul Internațional de Contabilitate 34 – “Raportarea Financiară Interimară”

CUPRINS

Situația separată a poziției financiare la 30 iunie 2026	3
Contul separat de profit și pierdere pentru perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2026	4
Situația separată a modificărilor capitalurilor proprii la data de 30 iunie 2026	6
Situația separată a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la 30 iunie 2026	7
Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 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	24
15. Cheltuieli pentru operarea sistemului și din piața de echilibrare	29
16. Amortizare.....	33
17. Cheltuieli cu personalul.....	34
18. Alte cheltuieli din exploatare.....	34
19. Alte câștiguri 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

CNTEE Transelectrica SA

Situția separată simplificată a poziției financiare la 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	4	6.363.343.639	6.182.274.993
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	5	-	2.149.219
Imobilizări necorporale	4	202.643.766	258.516.243
Imobilizări financiare	4	87.879.078	87.883.769
Total active imobilizate		6.653.866.483	6.530.824.224
Active circulante			
Stocuri		43.425.901	44.836.002
Creanțe comerciale și alte creanțe	6	3.620.668.022	3.349.320.606
Impozit pe profit de recuperat		-	12.398.369
Numerar și echivalente de numerar	7	1.567.627.734	733.668.904
Total active circulante		5.231.721.657	4.140.223.881
Total active		11.885.588.140	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		1.352.181.587	1.404.145.417
Alte rezerve		313.757.793	299.129.478
Rezultat reportat		3.705.963.177	3.332.884.440
Total capitaluri proprii	8	6.301.382.813	5.965.639.591
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	9	1.169.331.610	768.609.014
Împrumuturi	10	1.008.423	1.470.721
Datorii privind impozitele amânate		213.689.936	214.283.435
Obligații privind beneficiile angajaților		52.270.499	52.270.499
Total datorii pe termen lung		1.436.300.468	1.036.633.669
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	11 (a)	4.054.247.816	3.407.175.717
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire – termen scurt	5	-	2.279.492
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	12	15.694.674	15.098.265
Obligații privind beneficiile angajaților		11.164.560	11.164.560
Împrumuturi	10	1.021.342	179.352.778
Provizioane	11 (b)	18.405.519	32.268.006
Venituri în avans pe termen scurt	9	26.410.376	21.436.027
Impozit pe profit de plată		20.960.572	-
Total datorii curente		4.147.904.859	3.668.774.845
Total datorii		5.584.205.327	4.705.408.514
Total capitaluri proprii și datorii		11.885.588.140	10.671.048.105

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

CNTEE Transelectrica SA

Contul separat de profit și pierdere pentru perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	01 aprilie – 30 iunie 2026	01 aprilie – 30 iunie 2025	01 ianuarie – 30 iunie 2026	01 ianuarie – 30 iunie 2025
Venituri din serviciul de transport	14	612.058.989	542.521.345	1.305.942.450	1.118.580.412
Venituri din servicii de sistem	14	175.644.234	123.662.069	390.519.118	281.621.836
Venituri din piața de echilibrare	14	825.144.737	823.923.796	1.515.438.375	1.490.519.196
Alte venituri		28.883.734	21.077.515	42.538.683	31.761.108
Cheltuieli pentru operarea sistemului	15	(169.459.680)	(168.979.441)	(415.916.391)	(358.073.312)
Cheltuieli cu piața de echilibrare	15	(821.873.527)	(824.219.058)	(1.512.130.788)	(1.490.940.346)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	15	(148.430.821)	(134.293.859)	(292.579.949)	(234.589.681)
Amortizare	16	(99.524.904)	(97.844.711)	(198.739.456)	(192.049.858)
Cheltuieli cu personalul	17	(103.322.951)	(105.169.677)	(198.170.411)	(201.655.417)
Reparații și mentenanță		(40.229.824)	(34.039.878)	(66.397.066)	(60.002.932)
Materiale și consumabile		(1.150.501)	(1.271.515)	(2.525.183)	(2.640.893)
Alte cheltuieli din exploatare	18	(82.655.169)	(66.346.353)	(141.823.440)	(115.467.935)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor		(2.619.257)	(2.370.961)	(11.953.944)	(3.918.536)*
Alte câștiguri sau pierderi	19	5.431.222	(495.226)	13.084.620	(599.197)*
Profit din exploatare		177.896.282	76.154.046	427.286.618	262.544.445
Venituri financiare		9.632.475	27.210.670	12.593.041	29.513.416
Cheltuieli financiare		(590.052)	(1.342.255)	(1.639.687)	(2.464.135)
Rezultat financiar net	20	9.042.423	25.868.415	10.953.354	27.049.281*
Rezultat înainte de impozitul pe profit		186.938.705	102.022.461	438.239.972	289.593.726
Impozit pe profit	13	(31.365.188)	(3.136.859)	(81.939.557)	(33.154.210)
Rezultatul exercițiului		155.573.517	98.885.602	356.300.415	256.439.516
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)		2,122	1,349	4,861	3,498

*) În cursul anului 2025, Compania a considerat reclasificarea anumitor elemente din cadrul "Alte 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.

CNTEE Transelectrica SA

Contul separat de profit și pierdere pentru perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	01 aprilie – 30 iunie 2026	01 aprilie – 30 iunie 2025	01 ianuarie – 30 iunie 2026	01 ianuarie – 30 iunie 2025
Rezultatul exercițiului		155.573.517	98.885.602	356.300.415	256.439.516
Alte elemente ale rezultatului global		-	-	-	-
Rezultatul global total		155.573.517	98.885.602	356.300.415	256.439.516

Situațiile financiare interimare separate simplificate au fost semnate de către conducerea Companiei la data de **5 august 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

Situția separată a modificărilor capitalurilor proprii la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă 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	-	-	-	-	-	356.300.415	356.300.415
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				(51.963.830)	-	51.963.830	-
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	(51.963.830)	-	51.963.830	-
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	(51.963.830)	-	408.264.245	356.300.415
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	-	-	-	-	14.628.315	-	14.628.315
Distribuirea dividendelor	-	-	-	-	-	(35.185.508)	(35.185.508)
Total contribuții de la și distribuiri către acționari	-	-	-	-	14.628.315	(35.185.508)	(20.557.193)
Sold la 30 iunie 2026	733.031.420	49.842.552	146.606.284	1.352.181.587	313.757.793	3.705.963.177	6.301.382.813

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

CNTEE Transelectrica SA

Situția separată a fluxurilor de trezorerie la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Perioada de 6 luni încheiată la 30 iunie 2026	Perioada de 6 luni încheiată la 30 iunie 2025
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profitul perioadei	356.300.415	256.439.516
Ajustări pentru:		
Cheltuiala cu impozitul pe profit	81.939.557	33.154.210
Cheltuieli cu amortizarea (inclusiv CPT suplimentar)	198.739.455	192.049.859
Venituri din producția de imobilizări necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	-	(924.241)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	11.547.321	2.130.164
Pierderi din creanțe și debitori diverși	-	1.668.980
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	406.623	119.393
Venituri/Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	(610.800)	(145.266)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	(6.940.945)	(1.068.717)
Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(13.862.487)	(258.647)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	(10.807.904)	(27.548.498)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	616.711.235	455.616.753
Modificări în:		
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(143.175.346)	1.065.284.551
Clienți – echilibrare	(133.023.531)	26.551.547
Clienți – cogenerare	(6.748.890)	11.655.746
Stocuri	2.020.901	(1.613.735)
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	469.459.407	(1.048.331.144)
Datorii - echilibrare	132.915.869	(84.917.716)
Datorii - cogenerare	(66.136.097)	(34.108.731)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	596.409	(3.010.105)
Venituri în avans	224.552.138	132.589.377
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	1.097.172.095	519.716.543
Dobânzi plătite	(1.136.743)	(735.423)
Impozit pe profit plătit	(49.174.115)	(39.139.246)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	1.046.861.237	479.841.874
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(243.161.610)	(196.608.797)
Titluri de participare deținute la GECO POWER COMPANY CORRIDOR	-	(3.750.000)
Încasări din finanțare nerambursabilă	195.773.122	8.121.131
Dobânzi încasate	11.435.435	6.235.090
Dividende încasate	16.078	22.123.754
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	7.746.671	1.379.514
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(28.190.304)	(162.499.308)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare		
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(6.155.603)	(11.998.910)
Plăți leasing clădire	(6.058.956)	(6.237.897)
Dividende plătite	(78.416)	(7.492)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(12.292.975)	(18.244.299)
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	1.006.377.958	299.098.267
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	561.249.776	671.557.851
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	1.567.627.734	970.656.118

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. 2706/2025, 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 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 iunie 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:

- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 44.323.773;
- Racordare CEE 98.64 MW Green Breeze, amplasat în zona localităților Cuca, Frumușita și Smârdan, Jud.Galați - realizarea grupului de măsură și montare OPGW pe LEA-220 kV Focșani Vest – Frumușita – 24.191.389;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 22.705.800;
- 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 – 22.582.609;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 21.758.755;
- Racordare la SEN a Mass Global Mintia – 17.448.314;

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- Instalarea de Centrale Electrice Fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA - LOT4 - Stații CEF Zonele STT Cluj-Napoca, Pitești, Sibiu, Timișoara – 13.321.363;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 9.632.657;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 9.071.765.

În primul semestru al anului 2026, cele mai **mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale**, în sumă de **43.626.688**, 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:

- 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;
- 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 kVs.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;
- 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) – 3.138.573;
- Racordare instalație de stocare 100 MW în Stația 220/110 kV Iaz – 3.005.837;
- Modernizare depozit Fratelia - ST Timișoara – 2.011.595;
- Relocare rețele electrice de înaltă tensiune – LEA 220 kV Gutinaș – Munteni – FAI la intersecția cu Autostrada Focșani – Bacău, Lot 2 – 1.770.139;
- Achiziție echipamente telecomunicații pentru relocare sistem EMS/SCADA EDC versiunea E-TERRA 3.2 – 1.213.724;
- Montarea unei instalații de limitare incendiu cu injecție de azot pentru bobina 400 KVA Oradea Sud – 1.156.344.

Soldul **imobilizărilor corporale în curs de execuție** la 30 iunie 2026, în sumă de **1.414.132.945**, 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 – 327.112.930;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 251.321.337;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97.578.475;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 91.570.394;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 73.052.965;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 58.609.186;
- Stația 400 kV Stâlp – 48.776.081;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălcu 1 și CEE 18 MW Fălcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46.884.983;
- 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 – 41.483.069;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 39.607.640.

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

b) Imobilizări necorporale

Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuție** la 30 iunie 2026, în sumă de **8.379.339 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) – 3.661.315;
- Dezvoltare platformă MARI – 3.132.426;
- Dezvoltare platformă PICASSO – 550.146;
- Dezvoltare platformă CMM (Capacity Management Module) – 434.343.

În semestrul I 2026 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale, astfel:

- 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) - Licență soft monitorizare – 250.774;
- Infrastructura backup-restore pentru telecomunicare – 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 către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Compania a înregistrat venituri reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT recunoscut în tariful de reglementare până la data de 31 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 iunie 2026, aferentă acestor capitalizări este calculată o amortizare cumulată în sumă de 293.021.244 (247.500.624 la 31 decembrie 2025). Astfel, valoarea contabilă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 162.184.950 (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 eșalonat 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 iunie 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.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

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 Adițional nr. 3 la contractul C232/2020 pentru o perioadă de 3 luni (01.04.2026-30.06.2026) majorând valoarea contractului cu 517.590 euro (fără TVA). Astfel, valoarea totală a contractului, pentru suprafața de 9.000 mp, 35 locuri de parcare și o durată de 69 luni, este de 10.417.590 euro (fără TVA).

La data de 30 iunie 2026, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 0,00 lei.

🚩 Sume recunoscute în Situația poziției financiare

COST	Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
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:	2.456.417
Ieșiri	-
Sold la 30 iunie 2026	46.784.847
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
Sold la 1 ianuarie 2026	42.179.211
Cheltuiala cu amortizarea	4.605.636
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-
Sold la 30 iunie 2026	46.784.847
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 iunie 2026	-

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
VALOARE CONTABILĂ	
Sold la 1 ianuarie 2025	5.964.180
Sold la 31 decembrie 2025	2.149.219
Sold la 30 iunie 2026	-

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	-	2.723.161	2.723.161
Ieșiri	-	5.002.653	5.002.653
Sold la 30 Iunie 2026	-	-	-

🚧 Sume recunoscute în Situația profitului sau a pierderii

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Amortizarea activelor reprezentand drepturi de utilizare	4.605.636	4.067.674
Cheltuieli cu dobânzile	79.461	291.254
Total	4.685.097	4.358.928

🚧 Sume recunoscute în Situația fluxurilor de trezorerie

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Ieșirile totale de numerar aferente contractelor de leasing (plăți)	6.058.956	6.237.897

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.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

6. Creanțe comerciale și alte creanțe

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Creanțe comerciale	2.790.020.185	2.535.436.512
Alte creanțe	224.447.258	244.857.341
Avansuri către furnizori	561.474.351	372.299.151
TVA de recuperat	253.010.829	393.058.259
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(136.115.138)	(124.567.816)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(72.169.463)	(71.762.841)
Total creanțe comerciale și alte creanțe	3.620.668.022	3.349.320.606

Structura creanțelor comerciale este următoarea:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Clienți pe piața de energie electrică, din care:	2.788.176.014	2.531.400.892
- clienți - activitate operațională	2.001.106.471	1.884.103.770
- clienți - piața de echilibrare	635.012.343	501.988.812
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	152.057.200	145.308.310
Clienți din alte activități	1.844.171	4.035.620
Total creanțe comerciale	2.790.020.185	2.535.436.512

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

	Valoarea brută 30 iunie 2026	Rata previzionată a pierderilor	Pierdere preconizată pe toată durata de viață
Neajunse la scadență	3.223.883.387	-	-
Scadența depășită între 1 – 30 zile	(1.473.948)	-	-
Scadența depășită între 31 – 90 zile	2.428.386	-	-
Scadența depășită între 91 – 180 zile	28.613.583	1,15%	330.208
Scadența depășită între 181 - 270 zile	3.620.128	18,51%	670.051
Scadența depășită între 271 - 365 zile	17.140.555	62,98%	10.795.028
Mai mult de un an	301.729.703	65,12%	196.489.314
Total	3.575.941.794		208.284.601

• 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 iunie 2026, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o creștere față de 31 decembrie 2025 determinată, în principal, de creșterea volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie, în trimestrul II al anului 2026 față de trimestrul IV al anului 2025.

Creșterea volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul II al anului 2026, față de trimestrul IV 2025 a determinat și creșterea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: MAVIR, Bursa Română de Mărfuri, OPCOM, Ciga Energy, Hidroelectrică, IBEX, JAO, Electrica Furnizare SA, Cinta Energy, RAAN. Ponderea acestora este de 73,29% în total creanțe comerciale.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

• CNTEE Transelectrica SA desfășoară activitățile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009 cu completările și modificările ulterioare, „principalele atribuții fiind de colectare lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusurilor”.

La data de 30 iunie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 5% 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 iunie 2026 o creștere a creanțelor determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 30 iunie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 152.057.200 (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 563.899, respectiv de la CET Govora - 534.377, Interagro - 29.523;
- bonus necuvenit pentru 2020, în sumă de 522.181 de la Donau Chem;
- bonus necuvenit pentru 2025, în sumă de 32.347 de la UATAA Motru SA;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 20.424.641, 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 iunie 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	563.899	563.899
Bonus necuvenit pentru 2020	522.181	522.181
Bonus necuvenit 2025	32.348	-
Contribuție pentru cogenerare neîncasată	20.424.641	20.429.734
Facturi emise după data de raportare, aferente exercițiului financiar încheiat	49.897.031	43.175.396
Total	152.057.200	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 Grivița SA, Colonia Cluj-Napoca Energie SRL, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj 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

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

• CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eșalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru 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 și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a achitat lunar către CET Govora bonusul de cogenerare.

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei. Transelectrica a fost înscrisă în Tabelul preliminar și în cel definitiv cu o creanță în valoare totală de 28.200.440,31, din care suma de 25.557.189,98 este aferentă schemei de sprijin. Compania a inclus suma de 22.188.224,16 aferentă schemei de sprijin în contul 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 condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin care se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Alte creanțe

La data de 30 iunie 2026, alte creanțe în sumă de **224.447.258** (244.857.341 la 31 decembrie 2025) includ, în principal:

- debitori diverși (**112.247.911**) (103.729.594 la 31 decembrie 2025), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 85.409.086 (din care suma de 25.856.747 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (21.311.545), 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), GE Digital Service Europe (1.137.326), Romenergy Industry SRL (600.060). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice în sumă de 11.923.999: Arelco Power (987.555), Enol Grup (2.541.312) și Next Energy Partners (8.395.132). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul filialei în sumă de 4.517.460.
- sume primite cu caracter de subvenție **17.494.124** (30.984.304 la 31 decembrie 2025), aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de **29.616.690** (8.703.598 la 31 decembrie 2025) reprezentate în principal de: impozitul pe construcții speciale (11.130.715), CPT (5.747.400), cotizații (4.501.675), contribuții (AMEPIP și ANRE) (3.949.763), impozite și taxe (1.967.657), polițe asigurări (1.108.739), chirie și mentenanță clădire birouri (1.027.273) și altele;

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- alte creanțe sociale în sumă de **4.467.209** (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 iunie 2026, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de **561.474.351** 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 – 351.731.515, JAO – 134.885.503 și MAVIR – 74.824.774).

TVA de recuperat

TVA de recuperat în sumă de 253.010.829 la 30 iunie 2026 (393.058.259 la 31 decembrie 2025) – sumă aferentă deconturilor pentru perioada martie 2026 – iunie 2026. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania nu a încasat de la stat nicio sumă reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă acestor deconturi.

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

Cele mai mari ajustări de depreciere la 30 iunie 2026, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: JAO (31.628.695), CET Govora (24.645.019), Romelectro (24.471.023), Arelco Power (14.513.236), Total Electric Oltenia SA (14.185.577), Romenergy Industry (13.512.997), OPCOM (9.473.120), Elsaco Energy (9.276.118), RAAN (8.516.707), Next Energy Partners (8.395.132).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

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 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
1. Conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile, din care:	1.567.486.263	733.621.554
a) conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile din activitatea curentă	277.213.650	62.128.590
b) conturi curente la bănci și depozite cu maturități inițiale de până la 90 zile cu destinație specifică, din care:	1.290.272.613	671.492.964
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	142.725.055	-
- numerar și depozite din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	2.427.978	1.885.604
- numerar din taxa de racordare	462.516.917	297.637.619
- fonduri europene	129.308.388	679.641
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie, garanții racordare RET și dividende)	553.294.275	371.290.100
2. Casa	59.797	47.350
3. Alte echivalente de numerar	81.674	-
Total	1.567.627.734	733.668.904

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

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Conturi curente la bănci, depozite și alte echivalente de numerar	1.567.627.734	733.668.904
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionării lichidităților	-	(172.419.128)
Total	1.567.627.734	561.249.776

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

Rating/Perspectivă	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
BBB+ /Negativă	461.937.909	107.881.200
AA- / Stabilă	17.906.764	10.934.827
BBB- / Stabilă	26.659.370	1.007.642
BBB- / Negativă	409.251	1.067.146
BB / Stabilă	175.977	151.909
A+ / Stabilă	1.059.609.011	612.578.830
BBB/ Negativă	787.981	-
Total	1.567.486.263	733.621.554

Toate instituțiile 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 administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, la data de 20 februarie 2015 a fost înregistrat în Registrul acționarilor Companiei transferul celor 43.020.309 acțiuni din contul Statului Român din administrarea Secretariatului General al Guvernului, în contul Statului Român în administrarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.

În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea și preluarea activităților Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului, care s-a desființat, și prin preluarea activității și a structurilor în domeniul întreprinderilor mici și mijlocii și mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Compania a funcționat sub autoritatea Ministerului Economiei până la data de 5 noiembrie 2019.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

La 30 iunie 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 20.972.829 acțiuni (28,60%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.556.437 acțiuni (6,22%).

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.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

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

Acționar	30 iunie 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	20.972.829	28,60%	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	4.556.437	6,22%	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 iunie 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 iunie 2026 față de 31 decembrie 2025 a fost determinată, în principal, de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de 356.300.415, realizat la data de 30 iunie 2026.

9. Venituri în avans

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

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

	30 iunie 2026	Din care: porțiunea pe termen scurt la 30.06.2026	31 decembrie 2025	Din care: porțiunea pe termen scurt la 31.12.2025
Venituri înregistrate în avans – alocare capacitate de interconexiune	7.668.250	7.668.250	3.954.878	3.954.878
Venituri înregistrate în avans – fonduri europene	2.580.514	2.580.514	2.631.796	2.631.796
Venituri înregistrate în avans – altele	680.000	680.000	1.220.730	1.220.730
Fonduri din tarif de racordare	717.168.225	8.831.848	506.333.763	7.789.188
Fonduri Europene	446.379.655	6.627.684	255.364.046	5.817.355
Alte subvenții	21.265.342	22.080	20.539.829	22.080
Total	1.195.741.986	26.410.376	790.045.041	21.436.027

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la începutul perioadei	21.436.027	22.211.901
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	45.068.296	128.018.626
Încasări din fonduri europene	457.602	(55)
Încasări din alte fonduri	(532.000)	1.220.730
Transfer din venituri în avans pe termen lung	1.852.988	1.479.442
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(41.354.924)	(130.791.866)
Venituri din fonduri europene	(508.883)	(702.751)
Venituri din alte fonduri	(8.730)	-
Total	26.410.376	21.436.027

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la începutul perioadei	768.609.014	537.371.101
Subvenții racordare	229.612.166	259.419.349
Fonduri nerambursabile	195.602.251	29.753.699
Transfer în venituri în avans pe termen scurt	(32.489.270)	(71.897.799)
Reluarea la venituri a subvențiilor	7.997.449	13.962.664
Total	1.169.331.610	768.609.014

10. Împrumuturi

Pentru semestrul I 2026, mișcările aferente împrumuturilor 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			56.247	
Sold la 30 iunie 2026			2.016.846	

Împrumuturi pe termen lung

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

Descriere	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
BEI 25710	2.016.846	8.116.202
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	2.016.846	8.116.202
Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(1.008.423)	(6.645.481)
Total împrumuturi pe termen lung net de ratele curente	1.008.423	1.470.721

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Între 1 și 2 ani	1.008.423	980.481
Între 2 și 5 ani	-	490.240
Peste 5 ani	-	-
Total	1.008.423	1.470.721

Compania nu a efectuat activități de acoperire împotriva riscurilor aferent obligațiilor sale în monedă straină sau expunerii la riscurile asociate ratei dobânzii.

Toate împrumuturile pe termen lung aflate în sold la 30.06.2026 sunt purtătoare de dobândă fixă.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Porțiunea curentă a creditelor pe termen lung	1.008.423	6.645.481
Credit bancar pe termen scurt	-	172.419.128
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	12.919	288.169
Total împrumuturi pe termen scurt	1.021.342	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 mobilă asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobilă asupra creanțelor rezultate din contractele privind contribuția pentru cogenerare de înaltă eficiență încheiate cu Electrica Furnizare SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, EON Energie România SA.

La data de 30 iunie 2026, linia de credit nu este utilizată.

11. Datorii comerciale și alte datorii

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piața de energie	2.183.878.530	1.676.249.633
Furnizori de imobilizări	266.526.629	337.815.468
Furnizori alte activități	71.827.188	64.803.414
Sume datorate angajaților	13.422.574	13.260.905
Alte datorii	1.518.592.895	1.315.046.297
Total	4.054.247.816	3.407.175.717

La data de 30 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 2.183.878.530, respectiv 1.676.249.633, prezintă următoarea structură:

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori - activitate operațională	1.519.638.862	1.078.789.737
- furnizori - piața de echilibrare	650.899.158	517.983.289
- furnizori - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	13.340.510	79.476.607
Total	2.183.878.530	1.676.249.633

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: IBEX, MAVIR, Joint Allocation Office, Hidroelectrica SA, Bursa Română de Mărfuri, CIGA Energy SA, NOVA H SRL, OPCOM, Complexul Energetic Oltenia SA, CINTA Energy. La 30 iunie 2026, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 83,52% (81,53% la 31 decembrie 2025).

Creșterea 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.

Creșterea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" a fost determinată de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul II 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 iunie 2026, față de luna decembrie 2025.

La data de 30 iunie 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 și Informatică (IMI) care gestiona unitar toate informațiile primite de la contribuabili, în baza prevederilor HG nr. 773/2019.

CET Govora nu a fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, motiv pentru care Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: *"în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective"* și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eșalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul 2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40.507.669.

În urma suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție. Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. Având în vedere prevederile Legii nr. 85/2014 - Legea insolvenței, Compania a sistat, începând cu data de 9 mai 2016, aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și achită lunar către CET Govora bonusul de cogenerare cuvenit de aceasta. Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Scăderea soldului **”furnizorilor de imobilizări”** la 30 iunie 2026 față de 31 decembrie 2025 s-a datorat diminuării achizițiilor de imobilizări, dar și ajungerea la termenul de plată a achizițiilor 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 creștere față de 31 decembrie 2025.

La 30 iunie 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 iunie 2026	31 decembrie 2025
Creditori diverși	266.870.218	235.363.526
Clienți - creditori	634.271.391	671.823.612
Dividende de plată	35.729.269	622.177
Alte datorii pe termen scurt	581.722.017	407.236.982
Total	1.518.592.895	1.315.046.297

- „Creditorii diverși”, în sumă de **266.870.218** la 30 iunie 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 252.745.483.
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;
 - 10.413.883 contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET;
 - 1.907.931 redevență trim II 2026;
 - 1.149.333 garanții pentru participare la licitații, garanții de bună execuție și altele.
- „Clienții creditori”, la data de 30 iunie 2026, sunt în sumă de **634.271.391** (671.823.612 la 31 decembrie 2025), din care 631.463.605 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: MAVIR (223.687.515), OPCOM (211.205.887), BRM (194.397.636), IBEX (1.978.664) și JAO (193.903).
- La 30 iunie 2026, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **35.729.269** (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 **581.722.017**, (407.236.983 la 31 decembrie 2025) sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 551.438.583, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 29.973.509, și altele.

b) Provizioane

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Provizioane pentru litigii	17.920.605	23.860.498
Provizioane pentru contracte mandat	482.845	8.405.439
Alte provizioane	2.069	2.069
TOTAL	18.405.519	32.268.006

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	32.268.006	32.595.447
Recunoaștere provizion	-	151.896
Reluare provizion	(13.862.487)	(479.337)
Sold la sfârșitul perioadei	18.405.519	32.268.006

Provizioanele pentru litigii aflate în sold atât la 30 iunie 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 **482.845** la data de 30 iunie 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 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	11.646.554	11.753.903
Impozit pe salarii	2.112.374	2.117.428
Alte impozite de plată	1.935.746	1.226.934
Total	15.694.674	15.098.265

La 30 iunie 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 iulie 2026, (mai puțin suma de 8.145 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 II 2026 și trimestrul II 2025, precum și la impozitul pe profit la 30 iunie 2026 și 30 iunie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	Trim. II 2026	Trim. II 2025	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Impozitul pe profit curent	33.358.941	3.786.180	82.533.056	36.805.155
Impozitul pe profit amânat	(1.993.753)	(649.321)	(593.499)	(3.650.945)
Total	31.365.188	3.136.859	81.939.557	33.154.210

14. Venituri din exploatare

Trimestrul II 2026 comparativ cu trimestrul II 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 scadență 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 II 2026 și trimestrului II 2025 se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 74/16.12.2025 pentru perioada 01 aprilie – 30 iunie 2026	3,63	36,45	-
Ordin nr. 73/16.12.2025 pentru perioada 01 aprilie – 30 iunie 2026	-	-	14,70
Ordin nr. 21/27.05.2025 pentru perioada 01 iunie – 30 iunie 2025	-	-	7,04
Ordin nr. 99/20.12.2024 pentru perioada 01 aprilie – 30 iunie 2025	3,29	33,03	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 aprilie – 31 mai 2025	-	-	11,51

Începând cu 01 ianuarie 2025, ANRE aprobă tariful pentru serviciul de transport numai pe cele două componente: tariful de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și tariful pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL), în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 68/2024 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare.

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

	Trim. II 2026	Trim. II 2025
Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor (MWh)	11.698.818	12.302.660

Veniturile din exploatare realizate în trimestrul II 2026 și trimestrul II 2025 se prezintă, astfel:

	Trim. II 2026	Trim. II 2025
Venituri din serviciul de transport	461.561.627	438.729.912
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	125.003.964	82.191.778
Venituri din energia reactivă	355.916	598.288
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	15.421.134	6.040.263
Venituri din tranzacții CPT	9.716.348	14.961.104
Venituri din serviciul de transport – total	612.058.989	542.521.345
Venituri din servicii de sistem	172.814.035	123.662.069
Venituri din ajutoare de avarie	2.830.199	-
Venituri din servicii de sistem – total	175.644.234	123.662.069

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Trim. II 2026	Trim. II 2025
Venituri din piața de echilibrare	825.144.737	823.923.796
Venituri din alte prestații și alte venituri din exploatare	28.883.734	21.077.515
Venituri din capitalizarea CPT	-	-
Alte venituri - total	28.883.734	21.077.515
Total venituri din exploatare	1.641.731.694	1.511.184.725

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în trimestrul II 2026 comparativ cu trimestrul II 2025 cu suma de 22.831.715, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 4,91%, respectiv cu 603.842 MWh.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere în trimestrul II 2026 față de trimestrul II 2025, în sumă de 42.812.186, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Republica Moldova. În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare.

În trimestrul II 2026, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o creștere de 9.380.871 comparativ cu trimestrul II 2025.

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute, în principal, din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ, rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și, respectiv, din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare. Aceste venituri au fost mai mici în trimestrul II 2026 comparativ cu trimestrul II 2025 cu suma de 5.244.756.

Veniturile CPT obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică au înregistrat o creștere comparativ cu cele realizate în perioada similară a anului anterior, ca urmare a creșterii energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

Veniturile CPT obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost semnificativ mai mici decât cele înregistrate în perioada similară a anului precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici și chiar negative pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creștere în trimestrul II 2026 comparativ cu trimestrul II 2025 cu suma de 49.151.966, determinată de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 4,91%, respectiv cu 603.842 MWh.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Venituri din ajutoare de avarie

La solicitarea OTS vecini, în trimestrul II 2026, s-au acordat ajutoare de avarie în sumă totală de 2.830.199, către Ucraina (lunile aprilie și iunie) și Republica Moldova (luna aprilie), 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 trimestrul II 2026 comparativ cu trimestrul II 2025 cu suma de 2.830.199.

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o creștere în trimestrul II 2026 față de trimestrul II 2025, cu suma de 1.220.941, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidroalicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- înregistrarea unui trend de creștere accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală.

Semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025

Tarifele aprobate de ANRE pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică aferente semestrului I 2026 și semestrului I 2025 se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 74/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 iunie 2026	3,63	36,45	-
Ordin nr. 73/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 iunie 2026	-	-	14,70
Ordin nr. 21/27.05.2025 pentru perioada 01 iunie – 30 iunie 2025	-	-	7,04
Ordin nr. 99/20.12.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 30 iunie 2025	3,29	33,03	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2025	-	-	11,51

Începând cu 01 ianuarie 2025 ANRE aprobă tariful pentru serviciul de transport numai pe cele două componente: tariful de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și tariful pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL), în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 68/2024 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare.

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor în semestrul I 2026, respectiv semestrul I 2025 se prezintă, astfel:

	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025
Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor (MWh)	25.270.624	25.871.125

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Veniturile din exploatare realizate în semestrul I 2026 și semestrul I 2025 se prezintă, astfel:

	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025
Venituri din serviciul de transport	1.002.847.926	925.349.751
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	262.919.824	151.278.789
Venituri din energia reactivă	680.813	1.453.992
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	20.934.158	14.415.315
Venituri din tranzacții CPT	18.559.729	26.082.565
Venituri din serviciul de transport – total	1.305.942.450	1.118.580.412
Venituri din servicii de sistem	374.293.273	281.353.073
Venituri din ajutoare de avarie	16.225.845	268.763
Venituri din servicii de sistem – total	390.519.118	281.621.836
Venituri pe piața de echilibrare	1.515.438.375	1.490.519.196
Venituri din alte prestații și alte venituri din exploatare	42.538.683	30.836.867
Venituri din capitalizarea CPT	-	924.241
Alte venituri - total	42.538.683	31.761.108
Total venituri din exploatare	3.254.438.626	2.922.482.552

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 77.498.175, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,32%, respectiv cu 600.501 MWh.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 față de semestrul I 2025, în sumă de 111.641.035, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Licitațiile pe granița România-Serbia, licitațiile pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria și cele pe termen scurt pe granițele cu Moldova și Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

În data de 8 iunie 2022, a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul a capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

Începând cu data de 27 octombrie 2021, granița România - Bulgaria a fost integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), capacitatea transfrontalieră dintre România și Bulgaria fiind alocată implicit.

Începând cu noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling). Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitațiile intrazilnice explicite sunt numai pe granițele cu Serbia și Moldova, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria). În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – “IDA” care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței. În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 68/2024 și al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

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

Extinderea cuplării piețelor are ca efect uniformizarea prețului energiei în Europa, acesta fiind și unul dintre obiectivele principale ale Regulamentului (UE) 2015/1222 „de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”.

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Republica Moldova. În general, România este țară plătitore în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare, cum s-a întâmplat în luna februarie 2026.

Astfel, în semestrul I 2026, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o creștere de 6.518.843 comparativ cu semestrul I 2025, cu următoarele mențiuni:

- schimburile de energie cu țările perimetrice s-au redus ușor, cu aproximativ 1% (de la 1.271.472 MWh în 2025 la 1.258.018 MWh în 2026);
- valoarea tarifului pentru schimburile cu țările 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 excepțional au fost înregistrate venituri și din decontarea pentru luna februarie 2026.

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute, în principal, din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ, rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și, respectiv, din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare. Aceste venituri au fost mai mici în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 7.522.836.

Diminuarea veniturilor CPT obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică în perioada analizată a fost determinată de scăderea energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

Veniturile CPT obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost semnificativ mai mici decât cele înregistrate în perioada similară a anului precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici și chiar negative pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 92.940.200, determinată de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,32%, respectiv cu 600.501 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

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

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 semestrul I 2026, s-au acordat ajutoare de avarie în sumă totală de 16.225.845, 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. Aceste venituri au fost mai mari în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 15.957.082.

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 față de semestrul I 2025, cu suma de 24.919.179, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- înregistrarea unui trend de creștere accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală.

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

- ✓ contextul național și cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcționării pieței de echilibrare;
- ✓ contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică;
- ✓ evoluția consumului și impactul prosumatorilor asupra pieței de energie electrică;
- ✓ prognozele de precipitații și de temperatură;
- ✓ evoluția producție solare și eoliene;
- ✓ evoluția hidraulicității;
- ✓ evoluția producției și a consumului de energie electrică la nivel național;
- ✓ comportamentul participanților la piață;
- ✓ evoluția contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

15. Cheltuieli pentru operarea sistemului și din piața de echilibrare

Trimestrul II 2026 comparativ cu trimestrul II 2025

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

	Trimestrul II 2026	Trimestrul II 2025
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	139.436.201	129.724.431
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stații	7.272.233	8.019.550
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	18.251.490	17.442.815
Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)	4.499.756	13.792.645
Total cheltuieli operaționale	169.459.680	168.979.441
Cheltuieli privind serviciile de sistem	148.430.821	134.293.859
Cheltuieli privind piața de echilibrare	821.873.527	824.219.058
Total cheltuieli	1.139.764.028	1.127.492.358

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

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

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (2) lit. a) și ale art. 45 alin. (3) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și Ordinul ANRE nr. 97/2013, energia electrică necesară acoperirii CPT este asigurată pe baza prognozelor furnizate de DEN prin încheierea de contracte pe termen lung (bilaterale sau pe piețele centralizate administrate de OPCOM și/sau Bursa Română de Mărfuri). Reglajul zilnic al cantităților de energie electrică necesare, pe bază de prognoze îmbunătățite, se face cu o zi înainte prin achiziție de pe PZU sau în ziua livrării de pe PI. Diferența dintre energia electrică efectiv consumată pentru acoperirea CPT și energia achiziționată reprezintă dezechilibre care sunt acoperite automat de PE, printr-o parte responsabilă cu echilibrarea (PRE).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 9.711.770 în trimestrul II I 2026 comparativ cu trimestrul II 2025, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- ✓ datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică, la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- ✓ în trimestrul II 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;
- ✓ prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU a fost mai mare în trimestrul II 2026 față de perioada similară a anului 2025. Prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Instabilitatea energetică generată de conflictele din Ucraina și Iran sporește gradul de volatilitate al prețului pe PZU, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână (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 și incertitudine, putând varia de exemplu între -60.815,47 lei/MWh (27.04.2026) și 19.268,43 lei/MWh (18.06.2026).

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stații

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu 747.317 în trimestrul II 2026 comparativ cu trimestrul II 2025.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În trimestrul II 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 trimestrul II 2025. Prin deciziile ANRE nr. 2676/16.12.2025 și nr. 2677/16.12.2025, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2026, pentru societățile Distribuție Energie Oltenia S.A și Rețele Electrice România S.A.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din țările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În trimestrul II 2026, aceste cheltuieli au fost mai mici cu 9.292.889 față 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 creștere în trimestrul II 2026 comparativ cu trimestrul II 2025, în sumă de 14.136.962.

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 conformitate cu prevederile Ordinul ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

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 și completările ulterioare.

În trimestrul II 2026, s-a achiziționat capacitate de echilibrare prin procedură concurențială în baza necesarului stabilit de DEN pentru menținerea stabilității SEN.

Cheltuieli privind piața de echilibrare

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în trimestrul II 2026, în sumă de 821.873.527, au fost mai mici, respectiv cu suma de 2.345.531 față de cele realizate în trimestrul II 2025. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/ realizărilor participanților pe această piață și sunt influențate semnificativ de evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național, contextul european de evoluție al pieței de energie electrică și modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

Semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025

Cheltuielile realizate în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 se prezintă, astfel:

	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	355.847.957	288.040.965
Cheltuieli cu congestiile	499.595	-
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stații	18.351.423	20.630.150
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	18.251.490	17.442.815
Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)	22.965.926	31.959.382
Total cheltuieli operaționale	415.916.391	358.073.312
Cheltuieli privind serviciile de sistem	292.579.949	234.589.681
Cheltuieli privind piața de echilibrare	1.512.130.788	1.490.940.346
Total cheltuieli	2.220.627.128	2.083.603.339

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

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

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (2) lit. a) și ale art. 45 alin. (3) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și Ordinul ANRE nr. 97/2013, energia electrică necesară acoperirii CPT este asigurată pe baza prognozelor furnizate de DEN prin încheierea de contracte pe termen lung (bilaterale sau pe piețele centralizate administrate de OPCOM și/sau Bursa Română de Mărfuri). Reglajul zilnic al cantităților de energie electrică necesare, pe bază de prognoze îmbunătățite, se face cu o zi înainte prin achiziție de pe PZU sau în ziua livrării de pe PI. Diferența dintre energia electrică efectiv consumată pentru acoperirea CPT și energia achiziționată reprezintă dezechilibre care sunt acoperite automat de PE, printr-o parte responsabilă cu echilibrarea (PRE).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 67.806.992 în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- ✓ datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică, la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- ✓ pe ansamblul semestrului I al anului 2026 cantitatea necesară CPT în RET a crescut cu circa 16% 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;
- ✓ prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU a fost cu 34 lei/MWh mai mare în semestrul I al anului 2026 (585,46 lei/MWh) față de perioada similară a anului 2025 (550,79 lei/MWh). Prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Instabilitatea energetică generată de conflictele din Ucraina și Iran sporește gradul de volatilitate al prețului pe Piața pentru Ziua Următoare, prețurile putând să

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână (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 și incertitudine, putând varia de exemplu între -60.815,47 lei/MWh (27.04.2026) și 19.268,43 lei/MWh (18.06.2026).

Cheltuieli cu congestiile

În semestrul I 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 stații

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu suma de 2.278.727 în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În semestrul I 2026 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesiionari la nivelul de tensiune de 110 kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 18.251.490, mai mari cu 808.675 comparativ cu semestrul I 2025. Prin deciziile ANRE nr. 2676/16.12.2025 și nr. 2677/16.12.2025, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2026, pentru societățile Distribuție Energie Oltenia S.A și Rețele Electrice România S.A.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din țările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În semestrul I 2026, aceste cheltuieli au fost mai mici cu 8.993.456 față 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 creștere în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025, în sumă de 57.990.268.

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 conformitate cu prevederile Ordinul ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale ANRE publicat în MO nr. 1196/17.12.2021, cu modificările și completările ulterioare.

În semestrul I 2026, s-a achiziționat capacitate de echilibrare prin procedură concurențială în baza necesarului stabilit de DEN pentru menținerea stabilității SEN.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în semestrul I al anului 2026, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada ianuarie – iunie 2026.

Pentru perioada următoare a anului 2026 facem următoarele precizări:

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- ✓ cantitatea de rezerve de capacitate de echilibrare (RRFa, RRFm, la creștere și 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 iulie – decembrie estimăm o menținere a prețului de achiziție la reducere de putere datorită intensificării concurenței între participanții existenți;
- ✓ estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul CNTEE Transelectrica SA, îl vor avea contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică, cadrul de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică și evoluția prețurilor pe piața de echilibrare.

Cheltuieli privind piața de echilibrare

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în semestrul I 2026, în sumă de 1.512.130.788, au fost mai mari, respectiv cu suma de 21.190.442 față de cele realizate în semestrul I 2025. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață și sunt influențate semnificativ de evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național, contextul european de evoluție al pieței de energie electrică și modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

16. Amortizare

	Trim. II 2026	Trim. II 2025
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	74.308.178	73.004.788
Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar	22.760.309	22.760.309
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	2.456.417	2.079.614
Total	99.524.904	97.844.711

	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	148.613.201	142.507.777
Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar	45.520.619	45.474.407
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	4.605.636	4.067.674
Total	198.739.456	192.049.858

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de 148.613.201, mai mari cu 6.105.424 comparativ cu semestrul I 2025, reprezintă amortizarea înregistrată în semestrul I 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 45.520.619, mai mari cu 46.212 comparativ cu semestrul I 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 și completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licență, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale recunoscute conform IFRS 16 în sumă de 4.605.636 au fost mai mari cu 537.962 față de semestrul I 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 Platinum din str. Olteni nr. 2-4, ca activ evaluat la nivelul chiriei de achitat până la finele contractului de închiriere. Activul recunoscut conform IFRS 16 se amortizează la nivelul chiriei lunare și se înregistrează în cadrul indicatorului „cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale”.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

17. Cheltuieli cu personalul

	Trim. II 2026	Trim. II 2025
Cheltuieli cu salariile personalului	84.642.074	85.775.258
Cheltuieli sociale	3.907.724	5.215.085
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaților	4.434.210	3.999.960
Cheltuieli aferente contractului de mandat și a altor comitete, comisii	1.160.085	1.361.987
Cheltuieli privind asigurările și protecția socială	9.178.858	8.856.569
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale și asimilate	-	(5.160)
Alte cheltuieli	-	(34.022)
Total	103.322.951	105.169.677

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în trimestrul II 2026 înregistrează o diminuare comparativ cu trimestrul II 2025, determinată, în principal, diminuarea unor elemente de cheltuieli cum ar fi: cheltuieli cu salariile personalului, cheltuieli sociale etc., concomitent cu o creștere ușoară a unor elemente de cheltuieli precum: cheltuieli cu tichetele de masă, cheltuieli privind asigurările și protecția socială potrivit prevederilor legale aplicabile etc.

	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025
Cheltuieli cu salariile personalului	169.653.047	168.947.429
Cheltuieli sociale	6.265.456	5.692.785
Cheltuieli cu tichetele acordate salariaților	9.215.430	8.189.440
Cheltuieli aferente contractului de mandat și a altor comitete, comisii	2.447.786	2.780.420
Cheltuieli privind asigurările și protecția socială	18.511.286	16.242.809
Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale și asimilate	(7.922.594)	(163.444)
Alte cheltuieli	-	(34.022)
Total	198.170.411	201.655.417

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în semestrul I 2026 înregistrează o diminuare comparativ cu semestrul I 2025, determinată, în principal, de reluarea la venituri a unei părți 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 plățile efectuate în baza sentințelor judecătorești 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 și protecția socială potrivit prevederilor legale aplicabile etc.

18. Alte cheltuieli din exploatare

	Trim. II 2026	Trim. II 2025
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	37.269.665	35.708.407
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	108.687	179.730
Cheltuieli cu redevențele și chiriile	2.014.637	1.879.381
Alte cheltuieli, din care:	43.262.180	28.578.835
- cheltuieli privind consumul administrativ de energie	1.362.396	1.256.242
- cheltuieli privind valorificări deșeuri	2.435.162	1.020.036
- cheltuieli cu studiile și cercetările	1.345.594	31.307
- cheltuieli privind compensații în baza contractelor de mandat/ OAVT-uri cf. decizie instanță	-	820.155
- cheltuieli cu deplasările interne și externe	2.318.966	1.802.931
- cheltuieli privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate (taxa ANRE, impozit pe monopol natural, tarif monitorizare AMEPIP, impozit pe construcții speciale, alte impozite și taxe locale)	18.145.021	15.371.635
- cheltuieli cu sponsorizarea	1.810.890	1.382.000
- despăgubiri	3.414.369	-

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal	6.802.363	94.129
- cheltuieli privind cotizațiile internaționale	2.227.263	2.008.736
- alte cheltuieli de exploatare	3.400.156	4.791.664
Total	82.655.169	66.346.353

În trimestrul II 2026, aceste cheltuieli au înregistrat o creștere în sumă de 16.308.816 comparativ cu trimestrul II 2025, determinată, în principal, de creșterea unor elemente de cheltuieli, după cum urmează:

- cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli privind valorificări deșeuri, cheltuieli cu studiile și cercetările, cheltuieli privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate etc.;
- înregistrarea în luna iunie 2026 a unor cheltuieli privind despăgubirile, reprezentând daune-interese compensatorii plătite de Companie către SN Nuclearelectrica SA, conform Sentinței civile nr. 2698/22.12.2020 a Tribunalului București – Secția 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 obligației fiscale aferente venitului majorat ca urmare a majorării bazei de impozitare, plătite de Companie către SMART SA, conform Sentinței civile nr. 768/20.03.2025 a Tribunalului București – Secția a VI-a civilă și executorie prin Decizia civilă nr. 973A/22.05.2026 a Curții de Apel București, Secția a VI-a Civilă.

Cheltuielile cu redevențele și chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaștere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spații) și sunt recunoscute în contul de profit și pierdere. Acestea au fost în sumă de 2.014.637 în trimestrul II 2026, mai mari cu 135.256 comparativ cu trimestrul II 2025 și cuprind:

- cheltuielile cu chiriile în sumă de 106.706, mai mari cu 6.406 comparativ cu trimestrul II 2025;
- cheltuielile cu redevența în sumă de 1.907.931, mai mari cu 128.850 comparativ cu trimestrul II 2025. Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevența se plătește trimestrial și se înregistrează lunar cheltuiala cu redevența.

	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	68.348.525	68.163.395
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	362.322	416.564
Cheltuieli cu redevențele și chiriile	4.303.440	3.955.922
Alte cheltuieli, din care:	68.809.153	42.932.054
- cheltuieli privind consumul administrativ de energie	2.742.223	2.011.860
- cheltuieli privind valorificări deșeuri	6.571.470	2.621.266
- cheltuieli cu studiile și cercetările	1.377.748	75.511
- cheltuieli privind compensații în baza contractelor de mandat/ OAVT-uri cf. decizie instanță	7.135.984	956.394
- cheltuieli cu deplasările interne și externe	3.526.248	3.207.256
- cheltuieli privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate (taxa ANRE, impozit pe monopol natural, tarif monitorizare AMEPIP, impozit pe construcții speciale, alte impozite și taxe locale)	23.240.232	20.132.580
- cheltuieli cu sponsorizarea	2.431.817	2.020.214
- despăgubiri	3.414.369	-
- alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal	7.523.578	148.535
- cheltuieli privind cotizațiile internaționale	4.454.525	3.997.141
- alte cheltuieli de exploatare	6.390.959	7.761.297
Total	141.823.440	115.467.935

În semestrul I 2026, aceste cheltuieli au înregistrat o creștere în sumă de 26.355.505 comparativ cu semestrul I 2025, determinată, în principal, de creșterea unor elemente de cheltuieli, după cum urmează:

- cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu redevența, cheltuieli privind valorificări deșeuri, cheltuieli privind energia achiziționată pentru consum administrativ, cheltuieli cu studiile și cercetările, cheltuieli privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate, cheltuieli privind cotizațiile internaționale, cheltuieli plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță acordate foștilor membri executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024 etc.;

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

- înregistrarea în luna iunie 2026 de cheltuieli privind despăgubiri, reprezentând daune-interese compensatorii plătite de Companie către SN Nuclearelectrica SA, conform Sentinței civile nr. 2698/22.12.2020 a Tribunalului București – Secția 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 quantumul obligației fiscale aferente venitului majorat ca urmare a majorării bazei de impozitare, plătite de Companie către SMART SA, conform Sentinței civile nr. 768/20.03.2025 a Tribunalului București – Secția a VI-a civilă și executorie prin Decizia Civilă nr. 973A/22.05.2026 a Curții de Apel București, Secția a VI-a Civilă.

Cheltuielile cu redevențele și chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaștere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spații) și sunt recunoscute în contul de profit și pierdere. Acestea au fost în sumă de 4.303.440 în semestrul I 2026, mai mari cu 347.518 comparativ cu semestrul I 2025 și cuprind:

- cheltuielile cu chiriile în sumă de 208.312, mai mari cu 11.451 comparativ cu semestrul I 2025;
- cheltuielile cu redevența în sumă de 4.095.128, mai mari cu 336.067 comparativ cu semestrul I 2025. Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevența se plătește trimestrial și se înregistrează lunar cheltuiala cu redevența.

19. Alte câștiguri sau pierderi din exploatare

	Trim. II 2026	Trim. II 2025
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	737.690	(1.118.462)
(Câștiguri) / Pierderi deprecieri imobilizări corporale	-	-
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	(229.019)	1.615.109
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(5.939.893)	(1.421)
Total	(5.431.222)	495.226

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

În trimestrul II 2026 au fost înregistrate (Câștiguri) / Pierderi 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).

	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	(6.940.945)	(1.068.717)
(Câștiguri) / Pierderi deprecieri imobilizări corporale	-	-
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	(203.782)	1.763.117
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(5.939.893)	(95.203)
Total	(13.084.620)	599.197

În semestrul I 2026 au fost înregistrate (Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale în sumă de 6.940.945 reprezentate, în principal, de veniturile din vânzarea mijloacelor fixe aprobate la casare (deșeuri nedezmembrate) și (Câștiguri) / Pierderi 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. II 2026	Trim. II 2025
Venituri din dobânzi	8.996.529	4.518.304
Venituri din diferențe de curs valutar	633.316	566.704
Alte venituri financiare	2.630	22.125.662
Total venituri financiare	9.632.475	27.210.670
Cheltuieli privind dobânzile	(297.562)	(377.595)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(292.490)	(964.660)

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Total cheltuieli financiare	(590.052)	(1.342.255)
Rezultatul financiar net	9.042.423	25.868.415
	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025
Venituri din dobânzi	11.789.028	6.755.167
Venituri din diferențe de curs valutar	740.214	587.279
Alte venituri financiare	63.799	22.170.970
Total venituri financiare	12.593.041	29.513.416
Cheltuieli privind dobânzile	(940.955)	(909.217)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(698.732)	(1.554.918)
Total cheltuieli financiare	(1.639.687)	(2.464.135)
Rezultatul financiar net	10.953.354	27.049.281

La data de 30 iunie 2026, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de 10.953.354, mai mic cu 16.095.927 comparativ cu semestrul I 2025, acesta fiind influențat, în principal, de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

La 30 iunie 2026, din valoarea totală de 940.955 a cheltuielilor privind dobânzile, suma de 79.461 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, comparativ cu semestrul I 2025 unde în valoarea totală de 909.217 (cheltuieli privind dobânzile), suma de 291.254 a reprezentat dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Cursul de schimb al monedei naționale înregistrat la 30 iunie 2026 comparativ cu cel înregistrat la 30 iunie 2025, se prezintă, astfel:

Moneda	30.06.2026	30.06.2025
Lei / Euro	5,2438	5,0777

21. Litigii și contingente**a) Angajamente**

La 30 iunie 2026, Compania avea angajamente în valoare de **2.273.281.554** (2.484.362.246 la 31 decembrie 2025) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și rețehnologizarea 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 creanțelor, valorificarea bunurilor, precum și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare, a fost fixat următorul termen de judecată în data de **16.09.2026**.

Pentru creanțele neîncasate de la RAAN, Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.516.707 lei.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

• CURTEA DE CONTURI A ROMÂNIEI

În perioada septembrie 2023 – ianuarie 2025, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Tema auditului de conformitate a fost „situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2020-2022” la CNTEE Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării misiunii de audit, Departamentul IV al Curții de Conturi a României a emis *Raportul de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025* și *Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025*, aprobate prin Hotărârea Plenului nr. 47/23.01.2025, prin care au fost stabilite un număr de 17 recomandări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (dosar nr. **5244/2/2025**) prin care a solicitat următoarele:

a) anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;

b) anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.

c) suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;

d) cheltuieli de judecată.

Dosar: 5244/2/2025

Obiect dosar: litigii Curtea de Conturi (Legea Nr. 94/1992), hotărârea nr. 47/23.01.2025

Stadiu dosar: La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecătorească Silvia Pavelescu, iar la termenul din 06.02.2026 instanța respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecătorească Pavelescu Silvia. Termen de judecată: 31.03.2026. La termen 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 amana 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**.

• OPCOM

Dosar: 22567/3/2019

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta CNTEE Transelectrica SA a solicitat instanței ca prin hotărârea ce o va pronunța să dispună:

- obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloarea TVA-ului aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții “Electricity Market Project”;

- obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778 lei aferentă facturilor TEL 19 T00 nr. 17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019, reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

- obligarea părții OPCOM SA la plata cheltuielilor de judecată.

Valoare în litigiu: 5.811.238

Stadiu dosar: Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă.

Transelectrica a declarat apel. Soluția CAB conform Hotărâre nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată.

Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr. 1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou 22567/3/2019* cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025. Transelectrica a declarat recurs.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

La termenul din 24.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. Definitivă.

Pentru sumele prezentate mai sus, Compania 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 excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

OPCOM a declarat apel. La termenul de judecată din data de 13.03.2025 a fost respins apelul ca nefondat și a fost obligată reclamanta la plata către stat a sumei de 179.550 lei reprezentând taxa judiciară de timbru.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. Definitivă.

Dosar: 44380/3/2024

Obiect dosar: pretenții și încheiere act adițional, eval. servicii calculare drepturi de încasat și obligații de plată ale tranzacțiilor realizate de PRE și PPE plus dobândă legală

Valoare în litigiu: 2.914.065 lei ce reprezintă contravaloarea serviciilor prestate de către OPCOM în favoarea Transelectrica în temeiul Contractului nr. C 707/2022, pentru calcularea drepturilor de încasat și a obligațiilor de plată ale tranzacțiilor realizate de participanții la piața de echilibrare și ale dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea în perioada 01.01.2023 - 29.02.2023.

Stadiu dosar: La termenul din data de 13.01.2026, în vederea administrării probelor propuse, amână judecarea cauzei la data de 10.03.2026. La acest termen, instanța amână judecarea cauzei la data de 05.05.2026. La 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 30 iunie 2026, Compania nu are înregistrat provizion pentru acest litigiu.

• CONAID COMPANY SRL

Dosar: 36755/3/2018

Obiect dosar: pretenții și constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012

Valoare în litigiu: 17.216.093 lei paguba suferită și 100.000 euro beneficiu nerealizat estimat

Stadiu dosar: Soluția TMB: Admite excepția prescripției dreptului la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă.

Conaid a declarat apel. Soluția CAB: Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din **26.02.2026**, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. Definitivă.

Pentru suma de 17.216.093 lei, CNTEE Transelectrica SA a constituit provizion în anul 2019.

• MUNICIPIUL REȘIȚA

Dosar: 2494/115/2018* / 2494/115/2018**

Obiect dosar: pretenții sumă reprezentând chirii teren aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adaugă dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Valoare în litigiu: 17.038.127

Stadiu dosar: La termenul din 27.02.2025 instanța respinge excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica S.A. Califică excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. Respinge cererea de chemare în judecată formulată de pârâta Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.

Municipiul Reșița a declarat apel. La termenul din data de **06.05.2026**, instanța a anulat apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinței civile nr.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

150/27.02.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**. A respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 595/29.05.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** ca nefondat. A respins cererea intimăteipârâte având ca obiect obligarea apelantei-reclamante la plata cheltuielilor de judecată ca nefondată.

• SMART SA

Dosar: 15561/3/2022

Obiect dosar: SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 4.467.108 lei, reprezentând cuantumul obligațiilor fiscale aferente veniturilor majorate ca urmare a majorării bazei de impozitare 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 și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.193.869 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51.379 lei cu titlu de taxa de timbru și suma de 3.000 de lei cu titlu de onorariu de expert.

Transelectrica a declarat apel. La termenul din 22.05.2026 instanța respinge apelul ca nefondat. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare. Recursul se depune la Curtea de Apel București, pronunțată în data de 22 mai 2026 prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței.

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. 768/20.05.2025, 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 Bacău, 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 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 iunie 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 reclamant 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 iunie 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 iunie 2026, cât și la 31 decembrie 2025.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

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 iunie 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, telefonie, transmisiunile de date și a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 3/2002.

Capitalul social la 30 iunie 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 iunie 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 Cercetări și Modernizări 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 București a respins contestația în anulare ca nefondată, decizia fiind definitivă.

Compania a înregistrat în anul 2015 o ajustare de depreciere în sumă de 1.083.450 pentru acțiunile deținute la Filiala Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice – ICEMENERG SA București care a fost radiată.

În ședințele din data de 28.03.2016 și 30.08.2016, AGEA nu a aprobat reducerea capitalului social al CNTEE Transelectrica SA cu suma de 1.084.610, reprezentând capitalul social subscris și vărsat al Filialei ICEMENERG SA București, prin diminuarea participației Statului român la capitalul social al CNTEE Transelectrica SA, în aplicarea prevederilor HG nr. 925/2010.

• OPCOM SA

Societatea OPCOM SA cu sediul în Bdul Hristo Botev nr. 16-18, sector 3, București, cu personalitate juridică, are ca obiect principal de activitate organizarea, administrarea și supravegherea pieței de energie și a fost înființată prin HG nr. 627/2000.

La data de 30 iunie 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%.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

• FORMENERG SA

Societatea FORMENERG SA cu sediul în Bdul Gh.Șincai, nr. 3, sector 4, București, cu personalitate juridică, are ca obiect principal de activitate formarea profesională inițială și continuă în toate domeniile de activitate a personalului energetic, precum și a altor beneficiari și a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 33/2001.

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

În urma fuziunii celor 2 filiale, titlurile de participare ale Transelectrica deținute la TELETRANS au crescut cu 104.050, concomitent cu diminuarea titlurilor de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.

Astfel, în evidența contabilă a Companiei, la 30 iunie 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 iunie 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 „Icenerg-Service” SA prin radierea acestuia din Registrul Comerțului București.

Soldurile cu filialele deținute de Companie se prezintă, astfel:

ENTITATEA AFILIATĂ	Creanțe	Comerciale*)	Datorii comerciale	
	30 iunie 2026	31 decembrie 2025	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
SMART SA	307.585	470.699	27.095.881	27.076.744
TELETRANS SA	228.882	175.200	21.258.229	14.485.684
OPCOM SA	271.232.663	101.497.460	264.459.436	90.226.664
TOTAL	271.769.130	102.143.359	312.813.546	131.789.091

*) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

Tranzacțiile derulate cu filialele Companiei în perioada raportată sunt detaliate, după cum urmează:

ENTITATEA AFILIATĂ	Vânzări		Vânzări	
	Trimestrul II 2026	Trimestrul II 2025	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025
SMART SA	246.316	306.138	553.712	619.573
TELETRANS SA	262.455	251.497	487.891	536.114
OPCOM SA	528.261.763	328.452.259	744.891.435	1.009.433.179
Total	528.770.534	329.009.894	745.933.038	1.010.588.866

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

ENTITATEA AFILIATĂ	Achiziții		Achiziții	
	Trimestrul II 2026	Trimestrul II 2025	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025
SMART SA	31.763.923	31.067.107	50.438.550	52.585.465
TELETRANS SA	13.201.597	14.555.605	26.658.633	27.618.030
FORMENERG SA	-	-	-	2.700
OPCOM SA	297.135.085	414.646.175	1.332.343.519	1.056.866.377
Total	342.100.605	460.268.887	1.409.440.702	1.137.072.572

Tipurile de tranzacții desfășurate în semestrul I 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 și operare a unor rețele de comunicații electronice în vederea exploatării excedentului capacității de fibră optică;
- Smart SA- reprezintă execuții servicii de mentenanță, proiectare și lucrări de racordare la rețele electrice de interes public;
- Opcom – reprezintă tranzacții de vânzare-cumpărare de energie electrică.

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 iunie 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)		Datorii comerciale (cu TVA)	
	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Hidroelectrică	497.663.322	369.959.132	211.626.048	106.430.552
Electrocentrale București	186.588.041	110.763.997	689.453	232.292
Complexul Energetic Oltenia	134.118.167	217.760.886	46.650.984	62.567.090
Nuclearelectrică	75.674.796	260.564	15.137.925	17.361
Societate Electrocentrale Craiova	41.165.682	57.391.264	2.707.635	4.034.586
Termo Ploiești	33.734.337	22.285.286	6.787.978	-
Thermoenergy Group SA	15.255.626	11.844.515	1.469.289	818.402
Termoficare Oradea SA	7.010.911	15.054.913	2.634.973	1.234.204
SCE Valea Jiului SA	4.357.154	5.355.476	1.980.350	583.721
SNGN Romgaz SA	4.024.374	4.174.637	1.413.171	854.653
Total	999.592.410	814.850.670	291.097.806	176.772.861

Client	Vânzări (fără TVA)		Creanțe comerciale* (cu TVA)	
	Semestrul I 2026	Semestrul I 2025	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Hidroelectrică	548.957.121	290.399.086	176.321.538	83.854.791
Complexul Energetic Oltenia	61.892.359	59.478.246	20.269.772	12.684.762
Electrificare CFR SA	18.530.540	15.503.234	6.288.677	4.231.243
Nuclearelectrică SA	15.799.310	13.639.864	3.666.508	4.766.120
SNGN Romgaz SA	14.320.227	13.680.133	9.530.766	782.403
SCE Valea Jiului SA	13.992.858	7.694.674	1.959.887	2.887.775
Societate Electrocentrale Craiova	12.798.502	6.243.106	577.221	916.382
Electrocentrale București	7.974.064	5.329.466	791.020	469.744
Thermoenergy Group SA	1.570.005	868.219	126.927	143.164
CET Govora SA	826.767	821.963	28.403.065	28.563.811
Total	696.661.753	413.657.991	247.935.381	139.300.195

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 corespunzătoare, prin includerea în contractele comerciale a obligației acestora de a constitui garanții financiare. Valoarea creanțelor, netă de ajustările pentru pierderi de valoare, reprezintă suma maximă expusă riscului de încasare.

Riscul de încasare aferent acestor creanțe este limitat, întrucât aceste sume sunt, în principal, datorate de companii deținute de stat.

Expunerea maximă la riscul de încasare la data raportării:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.653.905.047	2.410.868.696
Alte creanțe nete și avansuri către furnizori	713.752.146	545.393.651
TVA de recuperat	253.010.829	393.058.259
Numerar și echivalente de numerar	1.567.627.734	733.668.904
Total	5.188.295.756	4.082.989.510

Situația vechimii **creanțelor** la data întocmirii situației poziției financiare este prezentată mai jos:

	Valoarea brută	Ajustare deprecieri	Valoarea brută	Ajustare deprecieri
	30 iunie 2026	30 iunie 2026	31 decembrie 2025	31 decembrie 2025
Neajunse la scadență	2.541.956.565	-	2.312.662.158	-
Scadență depășită între 1 – 30 zile	(1.628.958)	-	(985.597)	-
Scadență depășită între 31 – 90 zile	496.171	-	1.477.310	-
Scadență depășită între 91 – 180 zile	25.859.738	-	9.239.980	-
Scadență depășită între 181 – 270 zile	468.804	570.772	466.985	-
Scadență depășită între 271 – 365 zile	9.169.300	9.328.510	-	-
Mai mult de un an	213.698.565	126.215.856	212.575.676	124.567.816
Total	2.790.020.185	136.115.138	2.535.436.512	124.567.816

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Situația vechimii **altor creanțe** la data întocmirii situației poziției financiare este prezentată mai jos:

	Valoarea brută 30 iunie 2026	Ajustare deprecieri 30 iunie 2026	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Ajustare deprecieri 31 decembrie 2025
Neajunse la scadență	934.937.651	-	896.775.264	330.208
Scadență depășită între 1 – 30 zile	155.010	-	63.756	-
Scadență depășită între 31 – 90 zile	1.932.215	-	584.750	-
Scadență depășită între 91 – 180 zile	2.753.845	330.208	17.864.110	324.824
Scadență depășită între 181 – 270 zile	3.151.324	99.279	6.854.954	40.790
Scadență depășită între 271 – 365 zile	7.971.255	1.466.518	332.857	330.694
Mai mult de un an	88.031.138	70.273.458	87.739.060	70.736.325
Total	1.038.932.438	72.169.463	1.010.214.751	71.762.841

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea creanțelor incerte** se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	124.567.816	123.088.931
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	11.547.322	2.255.634
Reluare ajustări pentru depreciere	-	776.749
Sold la sfârșitul perioadei	136.115.138	124.567.816

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe incerte** se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	71.762.841	72.904.970
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.240.972	1.724.837
Reluare ajustări pentru depreciere	834.350	2.866.966
Sold la sfârșitul perioadei	72.169.463	71.762.841

24. Evenimente ulterioare

• 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 Nuclearelectrică 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.

CNTEE Transelectrica SA

Note la situațiile financiare interimare separate la data de 30 iunie 2026

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

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

- **Dețineri 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 piață, Notificarea Allianz SE., înregistrată în Companie cu 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.

- **Închirierea unui spațiu într-o clădire de birouri**

La data de 26 iunie 2026 a fost semnat contractul C390/26.06.2026 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 11.781.330 euro (fara TVA) pentru suprafața de 9.395 mp și 58 locuri de parcare.

CNTEE TRANSELECTRICA SA

RAPORTUL SEMESTRIAL CONSOLIDAT

S1 2026



Declarația persoanelor responsabile

După cunoștințele noastre, setul de situații financiare interimare consolidate simplificate la data și pentru perioada de 6 luni încheiată la 30 iunie 2026 întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr.2844/2016 oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziției financiare și a contului de profit și pierdere ale Grupului. După cunoștințele noastre, setul de situații financiare interimare consolidate simplificate la data și pentru perioada de 6 luni încheiată la 30 iunie 2026 întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS-EU) oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea poziției financiare și contului de profit și pierdere ale Grupului.

Raportul Trimestrial Consolidat al Directoratului cuprinde informații corecte și conforme cu privire la dezvoltarea și performanțele Grupului și a impactului acestora asupra situațiilor financiare interimare consolidate simplificate, precum și o descriere a principalelor riscuri și incertitudini specifice activității desfășurate.

București, 10 august 2026

Directorat,

Ștefăniță

MUNTEANU

Președinte

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru Directorat

CUPRINS

<i>Participatii Transelectrica</i>	<i>4</i>
<i>Date de identificare</i>	<i>7</i>
<i>Structuri de conducere</i>	<i>8</i>
<i>Activități Societăți</i>	<i>9</i>
<i>I. Situația economică financiară conform cifre financiare OMFP 2844/2016</i>	<i>15</i>
<i>Indicatori OMFP 2844/2016</i>	<i>19</i>
<i>II. Situația economică financiară conform cifre financiare IFRS-UE</i>	<i>20</i>
<i>Indicatori IFRS-UE</i>	<i>24</i>
<i>Evenimente importante</i>	<i>25</i>
<i>Litigii</i>	<i>28</i>
<i>Evenimente ULTERIOARE</i>	<i>33</i>

PARTICIPATII TRANSELECTRICA

Participații	Aport	Data investiției	% participatie la 30.06.2026
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 începând cu 01.11.2019)	3,85%
Geco Power Company Green Energy Corridor Power	3.750.000 ron	29 ianuarie 2025	25%

Dintre societățile la care are investiții financiare Compania societățile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului. La întocmirea situațiilor financiare consolidate, situațiile financiare ale societății-mamă și ale societăților care urmează să fie consolidate sunt consolidate prin metoda integrării globale, combinate linie cu linie prin adunarea elementelor similare de active, datorii, capitaluri proprii, venituri și cheltuieli. Situațiile financiare ar trebui să prezinte informații financiare despre Grup ca o singură entitate economică, eliminând astfel soldurile și tranzacțiile intragrup.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate includ cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență. Deoarece titlurile societății GECO sunt dobândite în momentul înființării sale, nu s-a înregistrat fond comercial.

SMART



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

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

Misiunea pentru care SMART SA a fost înființată a fost și rămâne în continuare, cea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Rețelei Electrice de Transport (RET) plecând de la obiectivul primordial al Transelectrica: acela de a asigura transportul de energie electrică în rețeaua națională de transport în condiții de siguranță și stabilitate.

SMART este o societate cu acoperire națională, strategică din punct de vedere al mentenanței, reparațiilor, expertizărilor și consultanței asigurate pentru:

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

Capitalul social subscris și vărsat la 30.06.2026 este de 38.529 mii lei, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS



TELETRANS SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinului Ministerului Industriei și Comerțului nr. 3098 și nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeași timp, societatea are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piața liberalizată de comunicații din România.

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

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

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

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

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

Capitalul social subscris și vărsat la 30.06.2016 este de 6.978 mii lei, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei.

Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

GECO POWER COMPANY

Societatea înființată la data de 31 Ianuarie 2025 conform Certificatului de înregistrare emis de ONRC, este o persoană juridică română, constituită în formă de societate cu răspundere limitată.

Societatea a fost înființată în concordanță cu:

- Hotărârea nr.4 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 12 august 2024 prin care Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei a aprobat participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei, cu excepția obiectului principal de activitate care va fi „Activități ale holdingurilor” activitate codificată CAEN 642, respectiv 6420,
- Memorandumul de înțelegere prin care Părțile convin să depună eforturile necesare pentru a întreprinde demersurile privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture, cu sediul în România, între Transelectrica, AzerEnerji JSC, Georgian State Electrosystem și MVM Zrt., semnat în data de 27 mai 2024 la București,
- Memorandumul de înțelegere între ministerele de resort din România, Republica Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria privind cooperarea în domeniul energiei verzi, semnat în data de 21.11.2023 la Budapesta (Ungaria),
- Memorandumul de înțelegere privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture între entitățile relevante ale guvernelor Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei semnat în data

de 25.07.2023 la București, prin care Transelectrica este desemnată parte relevantă pentru România,

- Acordul din 17 decembrie 2022 între guvernele Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei privind Parteneriatul strategic în domeniul dezvoltării și transportului energiei verzi, luând în considerare inițiativa comună a Georgiei și a României pentru dezvoltarea și implementarea proiectului cablului submarin în Marea Neagră și studiul de fezabilitate în derulare pentru acest proiect care a înveput la 11 aprilie 2022, inițiat de Georgia la care s-a alăturat 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 și varsat al societății este de 15 mil lei, fiind împărțit într-un număr de 1.500.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială.

Capitalul social este detinut de către asociați astfel:

- „AZERENERJI” Open Joint Stock Company, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- JSC Georgian State Electrosystem, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- MVM Energy Private Limited Liability Company aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA , aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%.

Transelectrica împreună cu Georgian State Electrosystems, AzerEnerji și MVM Electrical Works în baza acordului asociaților (Shareholders' Agreement) va implementa proiectul Coridorului Verde, respectiv un cablu submarin de înaltă tensiune curent continuu, care va conecta, prin Marea Neagră, România și Georgia, conexiunea fiind prelungită în Ungaria și Azerbaidjan. Acesta contribuie esențial la consolidarea securității energetice naționale și regionale, creșterea conectivității în bazinul Mării Negre, diversificarea surselor de aprovizionare, valorificarea potențialului de producere a energiei regenerabile și creșterea ponderii energiei regenerabile în mixul energetic național.

Societate	Cod unic de înregistrare	Sediul social	% participație la 30 iunie 2026
SMART	14232728	București	100%
TELETRANS	15061510	București	100%
GECO	51190139	București	25%

DATE DE IDENTIFICARE**SMART**

Sediul social	București, Bd. Gen. Gh. Magheru nr. 33, sector 1
Punct de lucru	-
Numărul de ordine în registrul comerțului	J2001008613409
Codul Unic de Inregistrare	14232728
Capital social	38.529 mii lei, împărțit în 3.852.860 acțiuni nominative cu o valoare nominală de 10 lei fiecare
Acționar unic	Transelectrica
Actul de înființare	HG nr. 710/2001 privind înființarea societății Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART” SA prin reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica

TELETRANS

Sediul social	București, Bd. Hristo Botev nr. 16-18, sector 3
Punct de lucru	București, Str. Stelea Spătarul nr. 12, sector 3
Numărul de ordine în registrul comerțului	J2002012511402
Codul Unic de Inregistrare	15061510
Capital social	6.978 mii lei, împărțit în 697.848 acțiuni nominative cu o valoare nominală de 10 lei fiecare
Actionar unic	Transelectrica
Actul de înființare	Hotărârea AGA a CNTEE Transelectrica nr.13 din data de 20.03.2002 și a ordinelor Ministrului Industriei și Resurselor nr.3098,3101/23.10.2002

GECO „Green Energy Corridor Power Company”

Sediul social	București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306
Numărul de ordine în registrul comerțului	J2025005094001
Codul Unic de Inregistrare	51190139
Capital social	15.000 mii lei, împărțit în 1.500.000 acțiuni nominative cu o valoare nominală de 10 lei fiecare
Actionari	CNTEE Transelectrica – 25% „AZERENERJI” Open Joint Stock Company – 25% JSC Georgian State Electrosystem – 25% MVM Energy Private Limited Liability Company – 25%
Actul de înființare	Hotărârea AGA a CNTEE Transelectrica nr.226 din data de 17.12.2024 și Actul Constitutiv al GECO din data de 21.01.2025

STRUCTURI DE CONDUCERE

Conducerea executivă a societăților la data prezentului raport este asigurată de următoarele persoane:

SMART:

Gheorghe BOLINTINEANU	Director General
Virgil ȘTEFAN	Director Economic

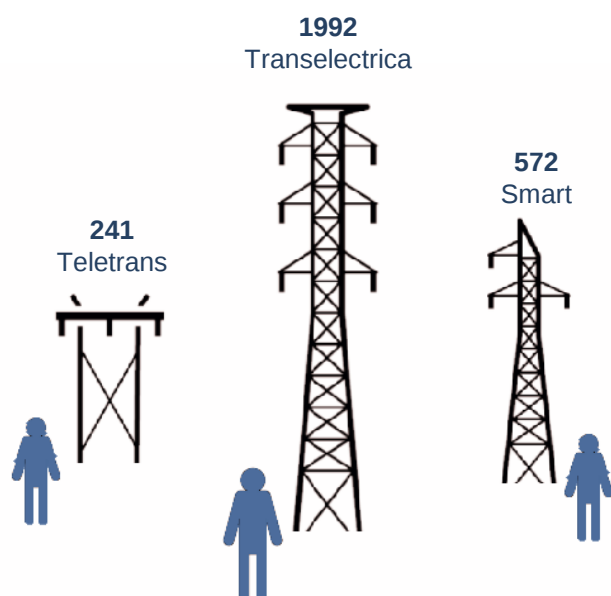
TELETRANS:

Decebal BĂESCU	Director General
Florin Nicolae MÂRZA	Director Economic

GECO:

Farhad MAMMADOV	Director General
Florin STANCIU	Director General Adjunct

Număr angajați S1 2026



ACTIVITĂȚI SOCIETĂȚI

În S1 2026, cele două societăți incluse în consolidare au desfășurat activități în conformitate cu domeniile lor principale de activitate, după cum urmează:

• TELETRANS



Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport „TELETRANS” este furnizorul de soluții și servicii de telecomunicații, tehnologia informației și informatică de proces/SCADA pentru Companie și un portofoliu important de clienți din mediul public și privat.

1. Informatică de Proces / SCADA

- Servicii de integrare în sistemul EMS/SCADA pentru producătorii de energie din surse regenerabile și noile sisteme de comandă-control din stații rețehnologizate.
- Servicii de mentenanță preventivă sau corectivă pentru principalele sisteme informatice critice care asigură funcțiile operatorului de sistem, transport și al pieței de echilibrare.
- Servicii pentru managementul sistemelor de informatică de proces - administrarea și actualizarea bazelor de date, salvări de scheme și arhive, back-up.

2. IT & C

Servicii de transport de date pe suport de fibră optică:

- Furnizare de capacități STM1/STM4 și Ethernet over SDH/DWDM;
- Servicii de transport date la nivel STM16/STM64, 1Gb, 10Gb, Lambda;
- Servicii de tip $n \times Mb$, $n \times 1Gb$, 10 Gb pe echipamentele IP/MPLS;
- Asistență tehnică de specialitate.

Servicii de comunicații IP:

- Internet furnizat în peste 100 puncte din rețeaua națională de fibră optică;
- Rețele VPN securizate pe rețea IP/MPLS;
- Interconectare metropolitană / națională a clienților prin centre de exchange;
- IT outsourcing;
- Informatică managerială.

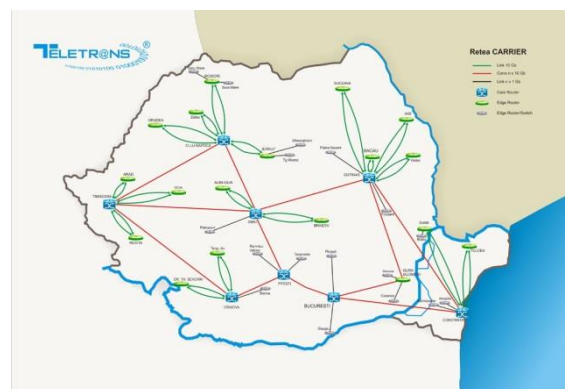
3. Colocare

- Centre de colocare din București (nod RoNIX) și Timișoara
- Puncte de prezență teritoriale din 35 reședinte de județ
- Stații electrice de 400 kV și 220 kV ale Companiei Transelectrica.

Infrastructură

- backbone de aproximativ 5000 km, cu acoperire națională, într-o topologie redundantă cu 9 inele, prin care se asigură servicii de telecomunicații DWDM/SDH/PDH și Ethernet;
- backbone DWDM&IP/MPLS de aproximativ 4.000 km, cu acoperire națională, într-o topologie redundantă cu 4 inele.

Rețeaua de fibră optică pe care sunt realizate cele două backbone-uri este construită într-o tehnologie fiabilă OPGW și asigură puncte de acces în 110 localități precum și legături transfrontaliere cu Ungaria, Bulgaria și Serbia (în viitor și cu Ucraina, Moldova și Turcia).



Teletrans deține certificările Sistemului de Management al Calității conform cerințelor standardului ISO 9001, Sistemului de Management al Mediului conform cerințelor standardului ISO 14001, Sistemului de Management al Sănătății și Securității în Muncă conform cerințelor standardului ISO 45001 și Sistemului de Management al Securității Informațiilor la nivel de Executiv, conform cerințelor standardului ISO/IEC 27001:2013.

Afilieri

SMART este membră a mai multor organizații profesionale din domeniul IT&C și energetic

- la nivel național:
 - Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei
 - Asociația Națională a Internet Service Providerilor din România
 - Societatea Inginerilor Energeticieni din România
 - Asociația Națională pentru Securitatea Sistemelor Informatic
- 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 și ghid de utilizare” - pentru mediu;
- ISO 45001:2018 „Sisteme de management al sănătății și securității ocupaționale” - pentru securitatea muncii .

Sistemul de Management Integrat calitate-mediu-securitate și sănătate în muncă este certificat de către SRAC și IQNet având certificatele nr.1111/11.01.2021 pentru ISO 9001:2015, nr. 112/11.01.2021 pentru ISO 14001:2015 și nr.139/11.01.2021 pentru ISO 45001:2018, valabile până la 23.12.2024, cu supravegheri anuale. Prin sistemul integrat de management societatea garantează clienților că serviciile prestate sunt cel puțin conforme cu cerințele specificate. De asemenea, Smart S.A. a obținut autorizarea, din partea CNCAN, pentru sistemul de management al calității în domeniul nuclear, și anume: Autorizația nr.LI824 pentru furnizarea de servicii destinate instalațiilor nucleare, valabilă până la data de 16.04.2026 conform Ordinului președintelui CNCAN nr. 65,66,71, 72/2003.

Smart S.A. este atestată de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei pentru următoarele tipuri de lucrări:

- **A3** - încercări de echipamente și instalații electrice în vederea certificării conformității tehnice a centralelor electrice în raport cu normele tehnice aplicabile: Atestat nr. 15264/4.11.2019 valabil pe termen nelimitat cu vizele de rigoare.
- **D1** - proiectare de linii electrice aeriene și subterane cu orice tensiuni nominale standardizate: Atestat nr. 15265/4.11.2019 valabil pe termen nelimitat cu vizele de rigoare.
- **D2** - executare de linii electrice aeriene și subterane cu orice tensiuni nominale standardizate: Atestat nr. 15266/4.11.2019 valabil pe termen nelimitat cu vizele de rigoare.
- **E1** - proiectare de posturi de transformare, stații electrice și de instalații aparținând părții electrice a centralelor cu orice tensiuni nominale standardizate: Atestat nr. 15267/4.11.2019 valabil pe termen nelimitat cu vizele de rigoare.
- **E2** - executare de posturi de transformare, stații electrice și de lucrări la partea electrică a centralelor cu orice tensiuni nominale standardizate: Atestat nr. 15268/4.11.2019 valabil pe termen nelimitat cu vizele de rigoare.

SMART deține un Laborator de Incercări de tip multi-site (un laborator în fiecare sucursală) care este acreditat de către RENAR având certificatul de acreditare nr. LI 824/17.04.2018, valabil până la data de 16.04.2026, cu supravegheri anuale. Sunt acreditate un număr de 78 încercări electrice și de analize fizico-chimice ale materialelor electroizolante.

De asemenea Smart deține și autorizații emise de MAI-IGSU pentru următoarele activități:

- Instalare și întreținere a sistemelor și instalațiilor de limitare și stingere a incendiilor, cu excepția celor care conțin anumite gaze fluorurate cu efect de seră, autorizația nr.5501/08.02.2016 acordată pe o perioadă nedeterminată.
- Instalare și întreținere a sistemelor și instalațiilor de semnalizare, alarmare și alertare în caz de incendiu, autorizația nr.5502/08.02.2016 cu valabilitate nedeterminată.
- Proiectarea sistemelor și instalațiilor de semnalizare, alarmare și alertare în caz de incendiu, autorizația nr.6599/10.01.2017 cu valabilitate nedeterminată.
- Proiectarea sistemelor și instalațiilor de limitare și stingere a incendiilor, autorizația nr.7087/08.06.2017 acordată pe o perioadă nedeterminată.

Smart S.A. este atestat pentru activitatea de exploatare forestieră de către Ministerul Mediului, Apelor și Pădurilor având atestatul nr. 1220/25.07.2024 valabil până în 31.07.2026.

Societatea desfășură activități:

- ca furnizor de servicii mentenanță:
 - Revizii și inspecții
 - Reparații echipamente și instalații electrice
 - Intervenții la evenimente accidentale
 - Expertizări, diagnoze și analize tehnice
 - Configurări, reglaje și parametrizări sisteme comanda-control
- ca furnizor de servicii de re tehnologizare și modernizări:
 - Stații electrice
 - Liniile electrice aeriene
- ca furnizor servicii tehnologii speciale:
 - Lucrul sub tensiune – LST
 - Reabilitare izolație transformatoare
- ca furnizor de consultanță și proiectare:
 - Proiectare
 - Consultanță și asistență.

Afilierea națională și internațională aferente societății Smart sunt după cum urmează

- ✓ A – LST – R (Asociația pentru Lucru sub Tensiune din România – Membru Fondator)
- ✓ CIGRE (Consiliul Internațional al Marilor Rețele Electrice de Înaltă Tensiune)
- ✓ CNR – CIGRE (Asociația Comitetului Național Român CIGRE)
- ✓ CNR – CME (Comitetul Național Român al Consiliului Mondial al Energiei)
- ✓ SIER (Societatea Inginerilor Energeticieni din România)



- ✓ ASRO (Asociația de Standardizare din România).

Planul Re PowerEU

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

Planul REPowerEU stabilește o serie de măsuri menite să reducă rapid dependența de combustibilii fosili din Rusia și să accelereze tranziția verde, sporind în același timp reziliența sistemului energetic din UE.

Obiectivul investiției finanțate prin REPowerEU este de a crește flexibilitatea și de a soluționa blocajele din rețeaua de electricitate pentru accelerarea integrării capacităților suplimentare de energie regenerabilă și pentru creșterea gradului de reziliență a rețelei, consolidând, în același timp, securitatea cibernetică printr-o mai bună capacitate de reacție la atacurile cibernetice.

În ceea ce privește **Planul Re PowerEU** s-a aprobat *Investiția 16 - digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice (alocare 56.237.200 euro)*, astfel:

- *Investiția 6.a – Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 29.557.000 euro);*
- *Investiția 6.b – Retehnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A (alocare 18.240.000 euro);*
- *Investiția 6.c – Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date –Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 8.440.200 euro).*

TELETRANS

Investițiile în retehnologizarea și modernizarea rețelelor de energie prin introducerea digitalizării și a rețelelor inteligente (smart grid) reprezintă măsuri esențiale pentru susținerea procesului de integrare sectorială și tranziție energetică. Digitalizarea va contribui semnificativ la siguranța funcționării sistemului energetic, intensificând eforturile și capacitatea de răspuns în situația unor disfuncționalități ale sistemului.

Infrastructura IT&C a Transelectrica reprezintă o infrastructură de importanță strategică națională, mai ales în contextul geopolitic actual, securitatea cibernetică fiind componentă centrală a stabilității și siguranței în funcționarea RET/SEN prin asigurarea protecției datelor, cu impact asupra siguranței în luarea deciziilor operative în procesul de gestionare a SEN de către Transelectrica.

Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date, presupune implementarea a trei componente:

- *Centru de date - achiziționarea de echipamente și software necesare dotării unui centru de date, în zona Sibiu-Brașov, la sediul Transelectrica; Valoare estimată: 23.362.855 lei*

Centrul de date va reprezenta o locație fizică securizată și protejată împotriva intruziunii și riscurilor naturale și tehnologice în cadrul căreia vor fi montate 9 containere infrastructură IT și 3 containere Power în care vor fi instalate echipamente IT (ex. Servere, Switch, UPS etc). Centrul de date va asigura siguranța elementelor fizice prin care este coordonat sistemul de telecomunicații al Transelectrica, care va asigura toate elementele de siguranță conform standardelor. Centrul va gestiona echipamentele Transelectrica, asigurând funcționarea continuă și neîntreruptă a echipamentelor IT și un backup constant a datelor transmise și stocate. De asemenea, centrul de date va asigura o conectivitate și mobilitate crescută între serviciile critice necesare producătorilor, transportatorilor și distribuitorilor de energie electrică din România ceea ce va duce la asigurarea alimentării cu energie electrică a consumatorilor.

- *Analizoare de trafic de rețea - achiziționare analizor de trafic L2-7, 4 porturi SFP; SFP multimod și SFP monomod - vor fi utilizate în activitatea de diagnosticare și testare a circuitelor ethernet din cadrul rețelei de comunicații IP a Transelectrica; Valoare estimată: 3.590.000 lei*

Rețeaua de telecomunicații a C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. impune modernizarea și actualizarea conform ultimelor tehnologii, în vederea alinierii la standardele europene de calitate. Certificarea capacităților rețelei garantează funcționarea echipamentelor intermediare și a legăturilor fizice și logice pentru furnizarea în siguranță a serviciilor de transport de date și acces internet. Întrucât sistemele actuale sunt diversificate și mai ales descentralizate sunt necesare instrumente capabile să obțină rezultate rapide despre rețea, precum analizoarele de trafic. Investiția propusă vizează achiziționarea a 8 bucăți Ansamblu Analizoare trafic L2-7 cu 4 porturi SFP (multimode și singlemode), cu rol în diagnosticarea cu precizie a eventualelor disfuncționalități ale rețelei.

- Securitatea rețelei IT&C - achiziționarea echipamentelor: sistem de stocare, firewall, switch internal links, switch infrastructure, switch PoE; Server, distribution router; Valoare estimată: 15.248.145 lei

În ceea ce privește securitatea rețelei IT&C, în prezent, chiar dacă există o serie de echipamente care asigură securitatea rețelei IT&C a Transelectrica, este necesară dotarea acestora cu echipamente suplimentare pentru creșterea gradului de protecție și filtrare a informațiilor rău intenționate. În vederea asigurării unui nivel de securizare superior al rețelei IT&C a Transelectrica este necesară achiziționarea unei serii de echipamente IT care să filtreze traficul de date la nivelul rețelei, cu scopul eliminării informațiilor care prezintă un pericol de securitate, stochează informații pentru a asigura un backup permanent al informațiilor din cadrul companiei și asigură un flux de transfer de date constant. Aceste echipamente sunt necesare în principal în contextul atacurilor informatice tot mai frecvente, precum și în vederea asigurării unui backup.

Intreaga investiție va contribui la creșterea rezilienței SEN/RET, abordând blocajele care pot apărea la nivelul rețelei de transport a energiei electrice prin tratarea cauzelor legate de securitatea cibernetică prin:

- reducerea riscurilor atacurilor cibernetice asupra infrastructurilor IT&C ale Transelectrica prin îmbunătățirea nivelului de pregătire logistică (dotare) cu echipamente și aplicații moderne, actualizate, mult mai puternice din punct de vedere al performanței informaționale (aspectul este crucial în condițiile actuale de război hibrid, pe toate planurile, inclusiv tehnologic, informatic etc., fiind obligatorie creșterea rezilienței sistemelor IT și de comunicații) și
- asigurarea funcțiilor de continuitate a activității și recuperare în urma incidentelor (business continuity and disaster recovery) - aspect fundamental în condiții de război la granițe și risc crescut de atacuri;
- realizarea comunicației și a interoperabilității cu entitățile din sistemul energetic românesc și cu operatorii de transport și sistem din cadrul ENTSO-E;
- asigurarea rezilienței sistemului de comunicație la nivelul Transelectrica;
- asigurarea funcțiilor de continuitate a activității și de recuperare în urma dezastrelor;
- securitatea cibernetică pentru prevenirea atacurilor informatice care capătă o amploare din ce în ce mai mare în ultima perioadă, la nivel european, pe fondul războiului declanșat de Rusia asupra Ucrainei.

De asemenea, implementarea subinvestițiilor descrise mai sus vor avea ca rezultat creșterea nivelului de disponibilitate tehnică a infrastructurii critice de fibră optică de la 98% la 99,5%, cu impact asupra siguranței în luarea deciziilor operative în procesul de gestionare a SEN de către Transelectrica, contribuind în mod direct la asigurarea stabilității și siguranței în funcționarea RET/SEN.

Investițiile se vor implementa până în trimestrul II 2026, iar valoarea totală estimată va fi de 42.201.000 lei fără TVA.

SMART

Investiția urmărește să reducă numărul și durata evenimentelor accidentale, precum și a consecințelor acestora pentru asigurarea funcționării SEN/RET, să adapteze acțiunile de mentenanță la specificul și tehnologiile de fabricație ale noilor echipamente instalate în RET și să reducă numărul și durata acțiunilor de mentenanță preventivă – planificată, care presupune retragerea din exploatare a echipamentelor și

instalațiilor ale Transelectrica și a centralelor de producție energie din surse regenerabile racordate la RET.

Echipamentele care vor fi achiziționate vor contribui la reducerea numărului și a perioadelor de intervenție la evenimentele accidentale din rețea, precum și a consecințelor acestora pentru asigurarea funcționării Rețelei Electrice de Transport și a Sistemului Energetic Național; reducerea numărului și duratei acțiunilor de mentenanță preventivă – planificate în stațiile Transelectrica și creșterea capacității de răspuns (prin reducerea perioadelor de intervenție la restabilirea alimentării cu energie electrică).

Aceste efecte pozitive vor consolida siguranța și stabilitatea SEN/RET, ceea ce contribuie la asigurarea securității alimentării cu energie electrică de către Transelectrica, în calitate de operator național de transport și sistem.

Existența unor servicii de mentenanță puternice și de calitate este una dintre principalele premise în asigurarea Standardului de performanță RET și asigurarea unei alimentări constante cu energie electrică la nivelul întregii țări.

Dotarea SMART SA cu utilaje și echipamente moderne adecvate va avea efecte pozitive asupra calității serviciilor de mentenanță furnizate RET. Acest lucru va avea un impact pozitiv asupra blocajelor care pot apărea la nivelul RET.

Investiția propusă are în vedere reducerea impactului acestor blocaje, urmărindu-se reducerea perioadelor de intervenție (prin mijloace de intervenție – utilaje, care să asigure accesul rapid și cu toate echipamentele necesare) și a numărului acestora prin achiziționarea de utilaje, utilaje pentru lucru la înălțime, lucrul sub tensiune (acest tip de intervenție elimină scoaterea din funcțiune a echipamentului respectiv ceea ce determină eliminarea întreruperilor în alimentarea cu energie electrică) etc.

Investiția urmărește dotarea SMART S.A. cu echipamente și utilaje de ultimă generație și cu cea mai curată tehnologie în domeniu, pentru asigurarea unor servicii de mentenanță la cele mai înalte standarde, pretabile pentru un operator de transport și sistem, precum și digitalizarea serviciilor de mentenanță oferite infrastructurii energetice naționale, prin implementarea și dezvoltarea de soluții software. Produsele achiziționate vor fi noi și fi în concordanță cu principiile DNSH.

Investiția constă în:

- dotarea SMART S.A. cu echipamente tehnologice (echipamente pentru controlul și monitorizarea liniilor electrice aeriene și a stațiilor electrice, instrumente pentru lucru sub tensiune, echipamente pentru măsurători și determinări în laborator, echipamente pentru centrul de proiectare al SMART SA, echipamente pentru lucru la înălțime, echipamente tehnologice pentru intervenții) adecvate pentru asigurarea serviciilor de mentenanță a RET la cele mai înalte standarde de calitate,
- digitalizarea serviciilor de întreținere furnizate de SMART SA pentru RET din România, prin implementarea și dezvoltarea de soluții software, care vor asigura în timp real transferul de informații (gestiune, baze de date, activitate/ programare revizii și lucrări, etc.) între sucursalele SMART S.A.

Noile echipamente vor permite utilizarea de către SMART S.A. a tehnologiei LST (Lucru sub tensiune), o tehnologie modernă care presupune că intervențiile la LEA și în stații se vor face fără scoaterea (deconectarea) acestora de sub tensiune, fapt care asigură continuitatea în alimentarea consumatorilor cu energie electrică.

I. Situația economică financiară conform cifre financiare OMFP 2844/2016

Rezultate consolidate

Rezultatele financiare ale activității Grupului au fost următoarele:

Mii Lei	30 iunie 2026	30 iunie 2025		26/25
Venituri din exploatare	3.296.619	2.931.301	▲	12%
Cheltuieli din exploatare*	(2.647.230)	(2.470.309)	▲	7%
EBITDA	649.388	460.993	▲	41%
Amortizare	(210.694)	(196.971)	▲	7%
EBIT	438.695	264.021	▲	66%
Rezultat financiar net	10.925	25.875	▼	(58%)
EBT	449.619	289.896	▲	55%
Impozit pe profit	(82.844)	(32.331)	▲	156%
REZULTAT NET	366.775	257.565	▲	42%

*Cheltuieli exploatare excluzând amortizarea

Mii lei	30 iunie 2026	31 dec 2025		26/25
Active imobilizate	6.836.574	6.724.502	▲	2%
Active circulante	5.293.704	4.205.038	▲	26%
ACTIVE TOTALE	12.130.278	10.929.540	▲	11%
Capitaluri proprii	6.421.227	6.072.155	▲	6%
Interese minoritare	-	-	-	-
Datorii pe termen lung	1.553.971	1.145.002	▲	36%
Datorii pe termen scurt	4.155.081	3.712.383	▲	12%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	12.130.278	10.929.540	▲	11%

Mii lei	30 iunie 2026	30 iunie 2025		26/25
Numerar net din activitatea operațională	1.078.340	480.616	▼	124%
Numerar utilizat în activitatea de investiții	(60.178)	(163.998)	▼	(63%)
Numerar utilizat în activitatea de finanțare	(12.954)	(18.662)	▼	(31%)
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	1.005.207	297.956	▲	237%
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	583.771	707.174	▼	(17%)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul anului	1.588.978	1.005.130	▲	58%

În S1 2026 rezultatele Grupului pe baza situațiilor financiare consolidate OMFP au înregistrat o creștere în comparație cu aceeași perioadă a anului trecut, pe fondul creșterii veniturilor operaționale cu 12%, în condițiile creșterii cu 7% a cheltuielilor operaționale (inclusiv amortizarea).

Situația poziției financiare OMFP 2844/2016

Situația consolidată a poziției financiare se prezintă astfel:

<i>Mii lei</i>	30 iunie 2026	31 dec 2025
Active imobilizate		
Imobilizări corporale	6.585.467	6.414.639
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	4.314	6.958
Imobilizări necorporale	203.175	259.223
Titluri puse în echivalență	3.193	3.372
Imobilizări financiare	40.425	40.309
Total active imobilizate	6.836.574	6.724.502
Active circulante		
Stocuri	58.421	60.662
Creanțe comerciale și alte creanțe	3.642.837	3.371.004
Impozit pe profit de recuperat	-	12.181
Numerar și echivalente de numerar	1.592.446	761.192
Total active circulante	5.293.704	4.205.038
Total active	12.130.278	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	1.442.201	1.496.393
Alte rezerve	313.799	299.170
Rezultatul reportat	3.735.368	3.346.732
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	6.421.227	6.072.155
Interese minoritare	-	-
Total capitaluri proprii	6.421.227	6.072.155
Datorii pe termen lung		
Venituri în avans pe termen lung	1.238.326	831.220
Împrumuturi pe termen lung	1.008	1.471
Alte împrumuturi și datorii asimilate-Leasing-termen lung	2.550	3.181
Datorii privind impozitele amânate	223.973	225.152
Obligații privind beneficiile angajaților	88.113	83.979
Alte datorii pe termen lung	-	-
Total datorii pe termen lung	1.553.971	1.145.002
Datorii curente		
Datorii comerciale și alte datorii	4.031.876	3.424.075
Alte împrumuturi și datorii asimilate-Leasing-termen scurt	1.482	3.629
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	23.799	22.585
Împrumuturi pe termen scurt	4.489	184.354
Provizioane	26.014	38.399
Venituri în avans pe termen scurt	35.289	24.041
Impozit pe profit de plată	20.967	-
Obligații privind beneficiile angajaților ts	11.165	15.299
Total datorii curente	4.155.081	3.712.383
Total capitaluri proprii și datorii	12.130.278	10.929.540

Contul de profit și pierdere OMFP 2844/2016

Situația contului de profit și pierdere, la nivel de Grup, se prezintă astfel

Mii lei	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Venituri din exploatare		
Venituri din serviciul de transport	1.305.942	1.118.580
Venituri din servicii de sistem	390.519	281.622
Venituri privind piața de echilibrare	1.515.438	1.490.519
Alte venituri	84.719	40.580
Cheltuieli din exploatare		
Cheltuieli pentru operarea sistemului	(415.916)	(358.073)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	(1.512.131)	(1.490.940)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(292.580)	(234.590)
Amortizare	(210.694)	(196.971)
Cheltuieli cu personalul	(260.245)	(263.416)
Reparații și mentenanță	(17.548)	(25.331)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	(20.464)	(10.381)
Alte cheltuieli din exploatare	(127.350)	(86.448)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	(11.954)	(3.909)
Alte castiguri sau pierderi	10.957	2.779
Rezultat din exploatare	438.695	264.021
Venituri financiare	13.078	55.131
Cheltuieli financiare	(1.974)	(29.111)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor	(179)	(145)
Rezultat financiar net	10.925	25.875
Rezultat înainte de impozitul pe profit	449.619	289.896
Impozit pe profit	(82.844)	(32.331)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue	366.775	257.565
REZULTATUL EXERCITIULUI		
Atribuibil:		
Proprietarilor Grupului	366.775	257.565
Intereselor Minoritare	-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiuni (lei/acțiune)	4,98	3,51

Fluxuri de trezorerie OMFP 2844/2016

Situația fluxurilor de trezorerie, la nivel de Grup, se prezintă astfel:

<i>Mii lei</i>	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profit/Pierdere netă	366.775	257.565
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	641.760	458.775
Modificări în:		
Stocuri	2.994	(2.319)
Clienți și conturi asimilate	(278.995)	1.072.943
Datorii comerciale și alte datorii	525.407	(1.186.272)
Titluri puse în echivalență	179	145
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	1.214	(5.811)
Venituri în avans	237.210	184.137
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	1.129.768	521.597
Dobânzi plătite	(1.320)	(1.587)
Impozit pe profit plătit	(50.108)	(39.394)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	1.078.340	480.616
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(275.259)	(199.910)
Titluri de participare deținute la GECO Power Company	-	(3.750)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	195.773	8.121
Dobânzi încasate	11.502	6.311
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	7.790	3.106
Dividende încasate/plătite	16	22.124
Alte active financiare	-	-
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(60.178)	(163.998)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare		
Rambursări împrumuturi pe termen lung	(6.156)	(11.999)
Utilizare linie de credit capital de lucru	-	-
Utilizare linie de credit Filiale	-	-
Rambursări împrumuturi pe termen scurt	-	-
Plăți leasing clădire	(6.720)	(6.656)
Dividende plătite	(78)	(7)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(12.954)	(18.662)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	583.771	707.174
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	1.005.207	297.956
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	1.588.978	1.005.130

Indicatori OMFP 2844/2016

Indicatori cifre consolidate OMFP 2844/2016, mii lei	30 iunie 2026	31 dec 2025
Totalul activelor	12.130.278	10.929.540
Cifra de afaceri	3.211.900	5.513.252

Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicatori	Formula de calcul	30 iunie 2026	31 dec 2025
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,27	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat}}{\text{Capital propriu}} \times 100$	0,15%	3,17%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat}}{\text{Capital angajat}} \times 100$	0,15%	3,07%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	65,47	71,96
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,47	0,82

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

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

II. Situația economică financiară conform cifre financiare IFRS-UE

Rezultate consolidate

Rezultatele financiare ale activității Grupului au fost următoarele:

Mii Lei	30 iunie 2026	30 iunie 2025		26/25
Venituri din exploatare	3.296.619	2.930.377	▲	12%
Cheltuieli din exploatare*	(2.647.230)	(2.470.309)	▲	7%
EBITDA	649.388	460.068	▲	41%
Amortizare	(165.173)	(151.497)	▲	9%
EBIT	484.215	308.571	▲	57%
Rezultat financiar net	10.925	25.875	▼	(58%)
EBT	495.140	334.446	▲	48%
Impozit pe profit	(90.127)	(39.459)	▲	128%
REZULTAT NET	405.013	294.987	▲	37%

*Cheltuieli exploatare excluzând amortizarea

Mii lei	30 iunie 2026	31 dec 2025		26/25
Active imobilizate	6.674.389	6.516.795	▲	2%
Active circulante	5.293.704	4.205.039	▲	26%
ACTIVE TOTALE	11.968.093	10.721.834	▲	12%
Capitaluri proprii	6.284.992	5.897.682	▲	7%
Interese minoritare	-	-	-	-
Datorii pe termen lung	1.528.022	1.111.770	▲	37%
Datorii pe termen scurt	4.155.080	3.712.382	▲	12%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	11.968.093	10.721.834	▲	12%

Mii lei	30 iunie 2026	30 iunie 2025		26/25
Numerar net din activitatea operațională	1.078.340	480.616	▲	124%
Numerar utilizat în activitatea de investiții	(60.178)	(163.998)	▼	(63%)
Numerar utilizat în activitatea de finanțare	(12.954)	(18.662)	▼	(31%)
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	1.005.207	297.956	▲	237%
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	583.771	707.174	▼	(17%)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul anului	1.588.978	1.005.130	▲	58%

În anul S1 2026 rezultatele Grupului pe baza situațiilor financiare consolidate IFRS-UE au înregistrat o creștere în comparație cu aceeași perioadă a anului trecut, pe fondul creșterii veniturilor operaționale cu 12%, în condițiile creșterii cu 7% a cheltuielilor operaționale (inclusiv amortizarea).

Situația poziției financiare IFRS-UE

Situația consolidată a poziției financiare se prezintă astfel:

<i>Mii lei</i>	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Active imobilizate		
Imobilizări corporale	6.585.467	6.414.639
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate in leasing	4.314	6.958
Imobilizări necorporale	40.990	51.517
Titluri puse in echivalenta	3.193	3.372
Imobilizări financiare	40.425	40.309
Total active imobilizate	6.674.389	6.516.795
Active circulante		-
Stocuri	58.421	60.662
Creanțe comerciale și alte creanțe	3.642.837	3.371.004
Impozit pe profit de recuperat	-	12.181
Numerar și echivalente de numerar	1.592.446	761.192
Total active circulante	5.293.704	4.205.039
Total active	11.968.093	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	1.442.201	1.496.393
Alte rezerve	313.799	299.170
Rezultatul reportat	3.599.132	3.172.260
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	6.284.992	5.897.682
Interese minoritare	-	-
Total capitaluri proprii	6.284.992	5.897.682
Datorii pe termen lung		
Venituri în avans pe termen lung	1.238.326	831.220
Împrumuturi pe termen lung	1.008	1.471
Alte împrumuturi si datorii asimilate-Leasing-termen lung	2.550	3.181
Datorii privind impozitele amânate	198.023	191.919
Obligații privind beneficiile angajaților	88.113	83.979
Alte datorii pe termen lung	-	-
Total datorii pe termen lung	1.528.022	1.111.770
Datorii curente		
Datorii comerciale și alte datorii	4.031.876	3.424.075
Alte împrumuturi si datorii asimilate-Leasing-termen scurt	1.482	3.629
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	23.799	22.585
Împrumuturi pe termen scurt	4.489	184.354
Provizioane	26.014	38.399
Venituri în avans pe termen scurt	35.289	24.041
Impozit pe profit de plată	20.967	-
Obligații privind beneficiile angajaților ts	11.165	15.299
Total datorii curente	4.155.080	3.712.382
Total capitaluri proprii și datorii	11.968.093	10.721.834

Contul de profit și pierdere IFRS-UE

Situația contului de profit și pierdere, la nivel de Grup, se prezintă astfel:

<i>Mii lei</i>	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Venituri din exploatare		
Venituri din serviciul de transport	1.305.942	1.118.580
Venituri din servicii de sistem	390.519	281.622
Venituri privind piața de echilibrare	1.515.438	1.490.519
Alte venituri	84.719	39.656
Cheltuieli din exploatare		
Cheltuieli pentru operarea sistemului	(415.916)	(358.073)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	(1.512.131)	(1.490.940)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(292.580)	(234.590)
Amortizare	(165.173)	(151.497)
Cheltuieli cu personalul	(260.245)	(263.416)
Reparații și mentenanță	(17.548)	(25.331)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	(20.464)	(10.381)
Alte cheltuieli din exploatare	(127.350)	(86.448)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor	(11.954)	(3.909)
Alte castiguri sau pierderi	10.957	2.779
Rezultat din exploatare	484.215	308.571
Venituri financiare	13.078	55.131
Cheltuieli financiare	(1.974)	(29.111)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor	(179)	(145)
Rezultat financiar net	10.925	25.875
Rezultat înainte de impozitul pe profit	495.140	334.446
Impozit pe profit	(90.127)	(39.459)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue	405.013	294.987
REZULTATUL EXERCITIULUI		
Atribuibil:		
Proprietarilor Grupului	405.013	294.987
Intereselor Minoritare	-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	5,53	4,02

Fluxuri de trezorerie IFRS-UE

Situația fluxurilor de trezorerie, la nivel de Grup, se prezintă astfel:

<i>Mii lei</i>	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profit/Pierdere netă	405.013	294.987
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	641.760	458.775
Modificări în:		
Stocuri	2.994	(2.319)
Clienți și conturi asimilate	(278.995)	1.072.943
Datorii comerciale și alte datorii	525.407	(1.186.272)
Titluri puse în echivalență	179	145
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	1.214	(5.811)
Venituri în avans	237.210	184.137
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	1.129.768	521.597
Dobânzi plătite	(1.320)	(1.587)
Impozit pe profit plătit	(50.108)	(39.394)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	1.078.340	480.616
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(275.259)	(199.910)
Titluri de participare deținute la GECO Power Company	-	(3.750)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	195.773	8.121
Dobânzi încasate	11.502	6.311
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	7.790	3.106
Dividende încasate/plătite	16	22.124
Alte active financiare	-	-
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(60.178)	(163.998)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare		
Rambursări împrumuturi pe termen lung	(6.156)	(11.999)
Utilizare linie de credit capital de lucru	-	-
Utilizare linie de credit Filiale	-	-
Rambursări împrumuturi pe termen scurt	-	-
Plăți leasing clădire	(6.720)	(6.656)
Dividende plătite	(78)	(7)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(12.954)	(18.662)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	583.771	707.174
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	1.005.207	297.956
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	1.588.978	1.005.130

Indicatori IFRS-UE

Indicatori cifre consolidate IFRS-UE, mii lei	30 iunie 2026	31 dec 2025
Totalul activelor	11.968.094	10.721.834
Cifra de afaceri	3.211.900	5.513.252

Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicatori	Formula de calcul	30 iunie 2026	31 dec 2025
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,27	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	0,15%	3,27%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	0,15%	3,16%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	65,47	71,96
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,48	0,85

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

**Pentru Transelectrica s-au luat în considerare la calcularea soldului mediu clienții care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților: incerți, din mecanismul de cuplare plețe, schema de cogenerare și 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 emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, și ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, întrunită în ședință în data de 08 ianuarie 2026:

➤ a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;

➤ a aprobat efectuarea demersurilor legale necesare, de către acționari, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de

către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020;

- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei Transelectrica S.A. în vederea efectuării demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 06 noiembrie 2013;
- a aprobat mandatarea reprezentanților legali ai Companiei în vederea efectuării efectuarea demersurilor legale necesare, pentru atragerea răspunderii patrimoniale a reprezentantului acționarului, în vederea recuperării sumelor achitate de Transelectrica S.A., ca urmare a votului exprimat de către acesta în ședința Adunării Generale a Acționarilor din data de 28 septembrie 2020.

• Încheiere Memorandum de Înțelegere privind cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului de interconexiune Georgia – România Cablu Submarin în Marea Neagră

În data de 4 februarie 2026 Compania a informat investitorii asupra semnării la București, de către Transelectrica și Georgian State Electrosystem JSC (GSE), operatorii de transport și de sistem din România, respectiv Georgia, a unui *Memorandum de Înțelegere privind cooperarea pentru dezvoltarea Proiectului de interconexiune Georgia – România Cablu Submarin în Marea Neagră*.

Semnarea Memorandumului marchează o nouă etapă în evoluția proiectului, care a parcurs deja faza de studii de fezabilitate, este inclus în Planurile de Dezvoltare a Rețelei pe Zece Ani (TYNDP) ale ENTSO-E pentru 2022 și 2024 și este promovat pentru includerea în ediția TYNDP 2026.

În luna decembrie 2025 proiectul a fost inclus pe lista Proiectelor de Interes Mutual (PMI) ale Uniunii Europene.

Documentul stabilește cadrul de cooperare dintre Transelectrica și GSE pentru pregătirea și avansarea proiectului de interconectare în curent continuu de înaltă tensiune (HVDC) dintre Georgia și România, prin coordonarea activităților de planificare, studii tehnice, studii marine, evaluări de mediu și sociale, finanțare și reprezentare instituțională la nivel european și internațional.

Proiectul Cablu Submarin în Marea Neagră este dezvoltat în concordanță cu Acordul de Parteneriat Strategic în domeniul energiei verzi, semnat în decembrie 2022 de guvernele Azerbaidjanului, Georgiei, României și Ungariei și are potențialul de a contribui semnificativ la creșterea securității energetice, diversificarea rutelor de transport al energiei electrice și integrarea surselor regenerabile în regiunea Mării Negre și în Uniunea Europeană.

Prin acest demers, Transelectrica își reafirmă angajamentul pentru cooperare regională, dezvoltarea infrastructurii critice de transport al energiei electrice și consolidarea poziției României în arhitectura energetică europeană.

- **Moody's reconfirmă rating-ul Baa3**

Compania a informat acționarii și părțile interesate cu privire la faptul că, în data de 16 martie 2026, agenția Moody's Ratings a publicat actualizarea anuală (Annual Update) a Opiniei de Credit (Credit Opinion) pentru C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. Prin acest raport, agenția reconfirmă ratingul de credit pe termen lung la nivelul Baa3, menținând totodată perspectiva negativă și profilul individual de credit (BCA) la nivelul ba1.

- **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 ședință 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 ședință în data 22 mai 2026 a emis următoarea hotărâre cu privire la:

- punctul 1 pe ordinea de zi a aprobat programul de investiții 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 și 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 exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2025,
- punctul 12 pe ordinea de zi a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate pentru exercițiul 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.

• **Hotărârea nr. 6 a Adunării Generale Ordinară a Acționarilor SMART SA din 29 mai 2026**

Adunarea generală a acționarilor Societății pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei 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 nr. 5 a Adunării Generale Ordinară a Acționarilor TELETRANS SA din 28 mai 2026**

Adunarea generală a acționarilor Societății pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele 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 societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Societății, 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 Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport „TELETRANS” - S.A. întocmite la data de 31.12.2025,
- aprobarea propunerii de repartizare a profitului net aferent anului financiar 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 acționarilor Societății pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele 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 societății 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 Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele 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.

LITIGII

• RAAN

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

La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinți a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activități Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociații SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului-verbal din 28.02.2014.

La data de 14.06.2016, s-a dispus deschiderea procedurii falimentului împotriva RAAN.

CNTEE Transelectrica SA a formulat contestație la tabelul suplimentar de creanțe, care a făcut obiectul dosarului nr. 9089/101/2013/a152 împotriva debitoarei RAAN, întrucât lichidatorul judiciar nu a înscris o creanță în valoare de 78.096.209 lei pe motiv că “aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN.” Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096.209 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013. S-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe, Tribunalul Mehedinți încuviințând proba cu expertiza contabilă. Prin Hotărârea 163/20.06.2019, soluția Tribunalului Mehedinți: s-a admis excepția decăderii. S-a admis în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950.117,14 lei creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. S-a respins în rest cererile conexe. În temeiul art. 453 al. 2 C. pr. civ. obligă pârâta să plătească reclamantei 1.000 lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată în ședință publică. Document Hotărâre 163/20.06.2019. Transelectrica a declarat apel în termenul legal. La termenul din 06.11.2019, Curtea de Apel Craiova a dispus respingerea apelului Transelectrica, ca nefondat. Decizie definitivă. Hotărâre 846/06.11.2019.

În dosarul de faliment al RAAN înregistrat sub nr. 9089/101/2013, CNTEE Transelectrica SA a fost înscrisă la masa credală cu următoarele creanțe: 19.113.256 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare: **10.06.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.516.707 lei.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte dosare aflate în diferite stadii de judecată. Acțiuni ale RAAN împotriva CNTEE Transelectrica SA derivând din contractul nr. C137/08.04.2011.

Dosarul nr. **28460/3/2017** - Obiectul dosarului: obligarea subscrisei la plata sumei totale de 12.346.063 lei. Soluția CAB 27.09.2021: Suspendă judecata apelului până la soluționarea definitivă a dosarelor nr.28458/3/2017, nr.26024/3/2015. Soluția din data de 23.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de repunere a cauzei pe rol. Menține suspendată judecata apelului. La termenul din data de 20.05.2024 a fost admis apelul, s-a schimbat sentința apelată în sensul că: a fost admisă cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 12.346.063,10 lei, reprezentând debit principal și penalități, cu drept de recurs. Hotărâre 806/20.05.2024. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Dosarul nr. **3694/3/2016** - Pretenții 15.698.721,88 lei. Termen de judecată la data de 08.11.2021: cauza a fost suspendată până la soluționarea definitivă a Dosarelor nr. 26024/3/2015 și nr. 28458/3/2017. Soluția 03.06.2024: s-a admis apelul, s-a schimbat în tot sentința apelată, în sensul că: s-a admis cererea de chemare în judecată. A fost obligată pârâta să plătească reclamantei suma de 12.727.101,99 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.917.619,81 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturi serie SRTF, cu drept de recurs. Hotărâre 898/03.06.2024. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din data de 16.10.2025 ICCJ respinge recursul declarat de recurenta-pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva deciziei civile nr. 898 A din 3 iunie 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. Definitivă.

Suma de 15.698.722 lei a fost achitată de Companie în iunie 2024.

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

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

Obiectul dosarului: Prin cererea de chemare în judecată, reclamantul Municipiul Reșița solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata următoarelor sume: 2.129.765,86 lei, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018; dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Soluția Tribunalului CS: Suspendă judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, prin Primar, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenții, în temeiul art. 413 alin.(1) pct.1 C.pr.civ. Cu recurs cât timp durează suspendarea cursului judecării procesului, la instanța ierarhic superioară. Document: Încheiere - Suspendare 22.03.2021.

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

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

La termenul din 27.06.2024 s-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe notele de sedință, aflate la filele 172-174, depuse de către pârâta Transelectrica SA. S-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe precizările depuse de către reclamantul Municipiul Reșița ca urmare a cererii formulate de către expert.

În data de 19.09.2024 s-a încuviințat cererea reclamantului de amânare a cauzei și s-a dispus comunicarea către acesta a unui exemplar al raportului de expertiză. S-a prorogat discutarea cu privire la onorariul definitiv al raportului de expertiză după studierea acestuia de către ambele părți. S-a amânat judecarea cauzei, față de lipsa raportului de expertiză, la data de 10.10.2024.

În data de 10.10.2024 s-a stabilit în sarcina reclamantei și pârâtei să plătească fiecare câte 1000 lei onorariu expert, s-a dispus efectuarea unui supliment de expertiză.

La termenul din 12.12.2024 s-a acordat un nou termen de judecată în vederea studierii raportului suplimentar de expertiză și formularea eventualelor obiecțiuni, de către reprezentanții părților. S-a amânat judecarea cauzei la termenele 13.02.2025, 20.02.2025 și ulterior la 27.02.2025.

La termenul din 27.02.2025, instanța a respins excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica. A calificat excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. A respins cererea de chemare în judecată formulată de

pârâtul Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

La termenul din data de 29.05.2025 a fost admisă cererea de completare a dispozitivului sentinței civile nr. 150/27.02.2025, pronunțată de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** formulată de pârâta Transelectrica. S-a dispus completarea dispozitivului cu următoarea dispoziție: a fost obligată reclamanta să plătească pârâtei suma de 2500 lei cheltuieli de judecată constând în onorariu expert. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

În data de 06.05.2026 Instanța a anulat apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 150/27.02.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**. A respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 595/29.05.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** ca nefondat. A respins cererea intimatului-pârâte având ca obiect obligarea apelantei-reclamante la plata cheltuielilor de judecată ca nefondată. Hotărâre 136/06.05.2026

• ANAF

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

Inspekția fiscală generală a început la data de 14.12.2011 și s-a încheiat la 26.06.2017, data discuției 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 întârziere) aferente cu privire la serviciile de sistem tehnologice de sistem (STS) facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspekției 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 întârziere și penalități de întârziere), în sumă de 63.908.307 lei.

În principal, Raportul de inspekție 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 inspekție 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 excepția necompetenței materiale a Curții de Apel București – SCAF. Declină în favoarea Judecătorei Sector 1 București competența materială de soluționare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunțată în ședință publică din 08.02.2018. Document: Hotărâre nr.478/2018 din 08.02.2018.

În urma declinării competenței, pe rolul Judecătorei Sector 1 a fost înregistrat **dosarul nr. 8993/299/2018** prin care Compania a contestat executarea silită pornită în temeiul titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017, care are la bază Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 emisă de ANAF - Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili

Soluția pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulate de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a **dosarului nr. 1802/2/2018**, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu

recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. Pronunțată în ședință publică. Document: Încheiere -Suspendare 17.04.2018.

S-a reluat judecarea cauzei iar la termenul din data de 10.10.2024 pentru comunicarea înscrisurilor depuse la dosar de către contestatoare către intimată a fost amânată judecarea cauzei pe parcursul mai multor termene. Următorul termen de judecată în data de **24.09.2026**.

- **CONAID COMPANY SRL**

Obiectul dosarului nr. **36755/3/2018** este Constatărefuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012 și pretenții în valoare de 17.216.093,43 lei, paguba suferită și 100.000 euro, contravaloare beneficiu nerealizat estimat.

La termenul din 03.01.2024 TMB admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel în 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 4/2024.

Conaid Company SRL a declarat apel cu termen de judecată fixat în data de 27.03.2025. La termenul din 27.03.2025 instanța admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă.**

Pentru suma de 17.216.093 lei CNTEE Transelectrica a constituit provizion în martie 2019.

- **OPCOM**

Dosar nr. **22567/3/2019** - Obiectul dosarului: acțiune în pretenții pe dreptul comun.

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloare TVA, aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societății OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții “Electricity Market Project”.

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778,27 lei aferenta facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019 reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

Suspendă judecata cauzei până la soluționarea definitivă a dosarului 31001/3/2017, având ca obiect acțiune în anulare hotărâre AGA Opcom (în care Transelectrica nu este parte și în care la data de 01.02.2021 s-a dispus respingerea apelurilor declarate, soluția fiind definitivă).

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Soluția CAB conform hotărârii nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. **Definitivă.** Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou 22567/3/2019* cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 24.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Dosar nr. 24242/3/2021 - Tribunalul București Secția a VI-a Civilă - Obiectul dosarului: Reclamanta OPCOM solicită constatare nulitate act – aport în natură.

În data de 07.11.2023 Solutia TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

OPCOM a declarat apel. La termenul din 13.03.2025, CAB respinge apelul ca nefondat. Obligă reclamanta (OPCOM) la plata către stat a sumei de 179.550,57 lei reprezentând taxa judiciară de timbru.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIETEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosarul nr. 44380/3/2024 are ca obiect: pretentii si incheiere act aditional pentru suma de 2.914.065,21, cval. servicii calculare drepturi de incasat si obligatii de plata ale tranzactiilor realizate de PRE si PPE + doabanda legala. Termen de judecată: **02.06.2026.**

• CURTEA DE CONTURI

În perioada septembrie 2023 – ianuarie 2025, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Tema auditului de conformitate a fost „situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2020-2022” la CNTEE Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării misiunii de audit, Departamentul IV al Curții de Conturi a României a emis Raportul de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025, aprobate prin Hotărârea Plenului nr. 47/23.01.2025, prin care au fost stabilite un număr de 17 recomandări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (**dosar nr. 5244/2/2025**) prin care a solicitat următoarele:

- a) anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- b) anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- c) suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- d) cheltuieli de judecată.

La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată. Cu recurs în 5 zile de la comunicare, calea de atac urmând a se depune la Curtea de Apel București - Secția a VIII a CAF. Pronunțată azi, 14.10.2025, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 1342/2025 14.10.2025.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecătorească Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanța Respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecătorească Pavelescu Silvia.

Termen de judecată: **09.06.2026**

- **ALTELE**

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Total Electric Oltenia SA, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Bacău, CET Govora, Nuclearelectrica, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL, Menarom PEC SA Galați, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, PET Communication, ISPE, Grand Voltage SRL, EXPLOCOM GK SRL, Next Energy Partners, SC ENOL GRUP SA, Aderro GP Energy și alții).

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

Totodată, **GRUPUL** este implicat și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cu privire la contractele de mandat încheiate între Companie și aceștia. Pentru aceste litigii, Compania are constituit provizion.

Compania este implicată în litigii în contradictoriu cu SMART după cum urmează:

- **Dosar nr.15561/3/2022 - Tribunalul Bucuresti**

Obiectul dosarului:

SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 4.467.108 lei referitor la executarea unui contract administrativ.

Stadiu dosar:

La termenul din 20.03.2025 instanța admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467.108, 18 lei precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.193.869 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51.378,78 lei cu titlu de taxa de timbru și suma de 3.000 de lei cu titlu de onorariu de expert. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare. Transelectrica a declarat apel. La termenul din data de 08.05.2026 instanța amână pronunțarea pentru data de **22.05.2026** prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței.

EVENIMENTE ULTERIOARE

- **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 rezilienței Sistemului Electroenergetic Național.

- **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 intermedul 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 Nucleare 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 Nucleare 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 iunie 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, domnul George Niculescu, a vicepreședintelui ANRE, domnul Gabriel Andronache 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, vor intra în SEN, în regim de probe, noi capacități de producție a energiei electrice – fotovoltaice și stocare, însumând aproape 300 MW.



CNTEE TRANSELECTRICA SA
Societate administrată în sistem dualist

Situații Financiare Interimare Consolidate Simplificate
la data și pentru perioada de șase luni încheiată la
30 iunie 2026

Întocmite în conformitate cu
Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016

în baza Standardului de Contabilitate 34 – “Raportare Financiară Interimară”

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚII FINANCIARE CONSOLIDATE LA 30 Iunie 2026

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 ACTIVITAȚII SI INFORMAȚII GENERALE	11
2. BAZELE ÎNTOCMIRII	14
3. POLITICI CONTABILE	14
4. IMOBILIZĂRI CORPORALE, NECORPORALE ȘI FINANCIARE	17
5. CREAȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREAȚE	22
6. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR	26
7. CAPITALURI PROPRII	27
8. VENITURI IN AVANS	28
9. ÎMPRUMUTURI	29
10. DATORII COMERCIALE ȘI 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 ȘI PIAȚA DE ECHILIBRARE	38
16. AMORTIZARE	40
17. CHELTUIELI CU PERSONALUL	41
18. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE	41
19. ALTE CÂȘTIGURI SAU PIERDERI	41
20. REZULTAT FINANCIAR NET	42
21. LITIGII ȘI CONTINGENTE	43
22. PĂRȚI AFILIATE	46
23. INSTRUMENTE FINANCIARE	48
24. EVENIMENTE ULTERIOARE	49

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚEI FINANCIARE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Active			
Active imobilizate	4		
Imobilizări corporale		6.585.467	6.414.639
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing		4.314	6.958
Imobilizări necorporale		203.175	259.223
Titluri puse în echivalență		3.193	3.372
Imobilizări financiare		40.425	40.309
Total active imobilizate		6.836.574	6.724.502
Active circulante			
Stocuri		58.421	60.662
Creanțe comerciale și alte creanțe	5	3.642.837	3.371.004
Impozit pe profit de recuperat		-	12.181
Numerar și echivalente de numerar	6	1.592.446	761.192
Total active circulante		5.293.704	4.205.038
Total active		12.130.278	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		1.442.201	1.496.393
Alte rezerve		313.799	299.170
Rezultatul reportat		3.735.368	3.346.732
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	7	6.421.227	6.072.155
Interese minoritare		-	-
Total capitaluri proprii		6.421.227	6.072.155
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	8	1.238.326	831.220
Împrumuturi pe termen lung	9	1.008	1.471
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing termen lung	4	2.550	3.181
Datorii privind impozitele amânate		223.973	225.152
Obligații privind beneficiile angajaților		88.113	83.979
Total datorii pe termen lung		1.553.971	1.145.002

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	10	4.031.876	3.424.075
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing termen scurt	4	1.482	3.629
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	12	23.799	22.585
Împrumuturi pe termen scurt	9	4.489	184.354
Provizioane	11	26.014	38.399
Venituri în avans pe termen scurt	8	35.289	24.041
Impozit pe profit de plată		20.967	-
Obligații privind beneficiile angajaților		11.165	15.299
Total datorii curente		4.155.081	3.712.383
Total datorii		5.709.051	4.857.385
Total capitaluri proprii și datorii		12.130.278	10.929.540

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A CONTULUI DE PROFIT ȘI PIERDERE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Venituri din exploatare	14		
Venituri din serviciul de transport		1.305.942	1.118.580
Venituri din servicii de sistem		390.519	281.622
Venituri privind piața de echilibrare		1.515.438	1.490.519
Alte venituri		84.719	40.580
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	15	(415.916)	(358.073)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	15	(1.512.131)	(1.490.940)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	15	(292.580)	(234.590)
Amortizare	16	(210.694)	(196.971)
Cheltuieli cu personalul	17	(260.245)	(263.416)
Reparații și mentenanță		(17.548)	(25.331)
Cheltuieli cu materiale și consumabile		(20.464)	(10.381)
Alte cheltuieli din exploatare	18	(127.350)	(86.448)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor		(11.954)	(3.909)
Alte câștiguri sau pierderi	19	10.957	2.779
Rezultat din exploatare		438.695	264.021
Venituri financiare		13.078	55.131
Cheltuieli financiare		(1.974)	(29.111)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor		(179)	(145)
Rezultat financiar net	20	10.925	25.875
Rezultat înainte de impozitul pe profit		449.619	289.896
Impozit pe profit	13	(82.844)	(32.331)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue		366.775	257.565
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:		-	-
A acționarilor Companiei		366.775	257.565
Intereselor care nu controlează		-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)*		4,98	3,51

*Rezultatul diluat este egal cu cel de bază, întrucât Grupul nu deține instrumente care ar putea fi convertite în acțiuni ordinare.

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A CONTULUI DE PROFIT ȘI PIERDERE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Rezultatul exercițiului		366.775	257.565
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		-	(42)
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale		-	-
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate		-	-
Total alte elemente ale rezultatului global (AERG)		-	(42)
Rezultatul global total		366.775	257.523
Atribuibil:			
Acționarilor Companiei		366.775	257.523
Intereselor care nu controlează		-	-

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 10 august 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana Iuliana Dinu
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

	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 perioadei	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	366.775	366.775	-	366.775
Alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recunoașterea 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	-	-	-	-	-	366.775	366.775	-	366.775
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(54.192)	-	54.192	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	4.616	4.616	-	4.616
Total alte elemente	-	-	-	(54.192)	-	58.808	4.616	-	4.616
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	14.628	-	14.628	-	14.628
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividend	-	-	-	-	-	(36.948)	(36.948)	-	(36.948)
Total tranzacții cu proprietari	-	-	-	-	14.628	(36.948)	(22.320)	-	(22.320)
Sold la 30 iunie 2026	733.031	50.222	146.606	1.442.201	313.799	3.735.368	6.421.227	-	6.421.227

	Capital Social	Prima de capital	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1 ianuarie 2025	733.031	49.843	146.606	1.596.896	256.747	3.123.993	5.907.116	-	5.907.116
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	364.499	364.499	-	364.499
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	21.911	21.911	-	21.911
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	18.050	-	-	18.050	-	18.050
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	(787)	-	-	(787)	-	(787)
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	17.263	-	21.911	39.174	-	39.174
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	17.263	-	386.410	403.672	-	403.672
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(117.767)	-	117.767	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	379	-	-	-	(2.152)	(1.772)	-	(1.772)
Total alte elemente	-	379	-	(117.767)	-	115.615	(1.772)	-	(1.772)
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	42.423	-	42.423	-	42.423
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividende (Nota 13)	-	-	-	-	-	(279.285)	(279.285)	-	(279.285)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	-	42.423	(279.285)	(236.862)	-	(236.862)
Sold la 31 decembrie 2025	733.031	50.222	146.606	1.496.393	299.170	3.346.732	6.072.155	-	6.072.155

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profit/Pierdere netă		366.775	257.565
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul de profit		82.844	32.331
Cheltuieli cu amortizarea (inclusiv CPT suplimentar)		210.694	196.971
Venituri din producția de imobilizări necorporale CPT suplimentar		-	(924)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale		11.554	2.132
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale		(11)	(218)
Pierderi din debitori diverși		9	1.724
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși		407	64
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor		(692)	(606)
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net		(6.984)	(1.490)
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale		-	-
Cheltuieli/Venituri privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net		(12.386)	(2.093)
Cheltuieli financiare nete privind ajustările pentru pierderea de valoare a imobilizărilor		325	(178)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din dif de curs valutar		(10.774)	(26.503)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant		641.760	458.775
Modificări în:			
Stocuri		2.994	(2.319)
Clienți și conturi asimilate		(278.995)	1.072.943
Datorii comerciale și alte datorii		525.407	(1.186.272)
Titluri puse în echivalență	4	179	145
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale		1.214	(5.811)
Venituri în avans		237.210	184.137
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		1.129.768	521.597
Dobânzi plătite		(1.320)	(1.587)
Impozit pe profit plătit		(50.108)	(39.394)
Numerar net generat din activitatea de exploatare		1.078.340	480.616
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale		(275.259)	(199.910)
Titluri de participare deținute la GECCO Power Company		-	(3.750)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE		195.773	8.121
Dobânzi încasate		11.502	6.311
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale		7.790	3.106
Dividende încasate		16	22.124
Numerar net utilizat în activitatea de investiții		(60.178)	(163.998)

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări împrumuturi pe termen lung	9	(6.156)	(11.999)
Plăți leasing	4	(6.720)	(6.656)
Dividende plătite		(78)	(7)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		(12.954)	(18.662)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie		583.771	707.174
Diminuarea/ Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar		1.005.207	297.956
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei		1.588.978	1.005.130

1. DESCRIEREA ACTIVITAȚII SI INFORMAȚII 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 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 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 iunie 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 și completările ulterioare, în baza Standardul Internațional 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 iunie 2026 nu sunt auditate.

Prezentele Situații Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 30 iunie 2026, cuprind informațiile financiare ale Societății mamă și ale filialelor sale Smart SA și Teletrans SA, dar și ale societății controlate în comun GECO Power Company.

STRUCTURA GRUPULUI

Comaniile care intră în perimetrul de consolidare precum și procentul participațiilor deținute de Companie sunt prezentate în continuare:

Entitatea	Țara de origine	30 iunie 2026	31 decembrie 2025	Metoda de consolidare
		% participație	% participație	
SMART SA	România	100%	100%	Integrării globale
TELETRANS SA	România	100%	100%	Integrării globale
GECO POWER COMPANY	România	25%	25%	Punere în echivalență

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

Misiunea pentru care SMART SA a fost înființată a fost și rămâne în continuare, cea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Rețelei Electrice de Transport (RET) plecând de la obiectivul primordial al Transelectrica: acela de a asigura transportul de energie electrică în rețeaua națională de transport în condiții de siguranță și stabilitate.

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

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

Capitalul social subscris și vărsat la 30.06.2026 este de 38.529, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS SA

Filiala TELETRANS SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinului Ministerului Industriei și Comerțului nr. 3098 și nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeași timp, Filiala are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piața liberalizată de comunicații din România.

Adresa sediului social este în B-dul Hristo-Botev, nr. 16 – 18, sector 3, București și sediul central este la punctul de lucru din strada Str. Stelea Spătarul nr. 12, sector 3, București.

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

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

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

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

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

În conformitate cu Hotărârea nr.3/13 februarie 2025, în temeiul art.12 alin.(2) lit.f) din Actul Constitutiv 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 și vărsat la 30.06.2026 este de 6.978, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile

TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

GECO POWER COMPANY

Societatea înființată la data de 31 Ianuarie 2025 conform Certificatului de înregistrare emis de ONRC, este o persoană juridică română, constituită în formă de societate cu răspundere limitată.

Societatea a fost înființată în concordanță cu:

- Hotărârea nr.4 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 12 august 2024 prin care Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei a aprobat participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei, cu excepția obiectului principal de activitate care va fi „Activități ale holdingurilor” activitate codificată CAEN 642, respectiv 6420,
- Memorandumul de înțelegere prin care Părțile convin să depună eforturile necesare pentru a întreprinde demersurile privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture, cu sediul în România, între Transelectrica, AzerEnerji JSC, Georgian State Electrosystem și MVM Zrt., semnat în data de 27 mai 2024 la București,
- Memorandumul de înțelegere între ministerele de resort din România, Republica Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria privind cooperarea în domeniul energiei verzi, semnat în data de 21.11.2023 la Budapesta (Ungaria),
- Memorandumul de înțelegere privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture între entitățile relevante ale guvernelor Republicii Azerbaidjan, Georgorgiei, României și Ungariei semnat în data de 25.07.2023 la București, prin care Transelectrica este desemnată parte relevantă pentru România,
- Acordul din 17 decembrie 2022 între guvernele Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei privind Parteneriatul strategic în domeniul dezvoltării și transportului energiei verzi, luând în considerare inițiativa comună a Georgiei și a României pentru dezvoltarea și implementarea proiectului cablului submarin în Marea Neagră și studiul de fezabilitate în derulare pentru acest proiect care a început la 11 aprilie 2022, inițiat de Georgia la care s-a alăturat România și Republica Azerbaidjan,

Adresa sediului social este în România, București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306, obiectul de activitate fiind Activități ale holdingurilor.

Capitalul social subscris și vărsat al societății este de 15 mil lei, fiind împărțit într-un număr de 1.500.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială

Capitalul social este deținut de către asociați astfel:

- „AZERENERJI” Open Joint Stock Company, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- JSC Georgian State Electrosystem, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- MVM Energy Private Limited Liability Company aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%.

Misiunea Grupului

Misiunea Grupului este asigurarea 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

Declarație de conformitate

Situațiile Financiare Interimare Consolidate Simplificate sunt prezentate în conformitate cu cerințele 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") și trebuie să fie citite împreună cu *Situațiile Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („OMFP nr. 2844/2016”) cu modificările și 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 exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

Utilizarea de estimări și judecăți

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 exercitiul 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 exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025.

Bazele consolidării

(i) Investiții financiare

Grupul deține controlul asupra unei entități atunci când este expus la, sau are dreptul la câștiguri variabile ce rezultă din implicarea sa în entitate și are capacitatea de a afecta aceste câștiguri prin puterea asupra entității. Situațiile financiare ale societăților incluse în perimetrul de consolidare sunt incluse în situațiile financiare consolidate din momentul în care începe exercitarea controlului și până în momentul încetării lui.

La data prezentului raport Transelectrica are în componență conform actului constitutiv șase filiale (din care trei sunt radiate la Registrul Comerțului) persoane juridice române, organizate ca societăți pe acțiuni. La două dintre societăți Transelectrica (Teletrans și Smart) este unic acționar și acționar majoritar în cazul societății OPCOM.

Precizăm faptul că Transelectrica a deținut calitatea de acționar unic și la societățile ICEMENERG SA, ICEMENERG SERVICE și FORMENERG SA (societățile care la data prezentei sunt radiate la ONRC). 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 investițiile Companiei societățile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului prin metoda integrării globale.

Nu a fost luată în considerare la întocmirea situațiilor financiare consolidate: investiția în societatea OPCOM întrucât administrarea se desfășoară potrivit reglementărilor stabilite de ANRE, iar Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale acesteia.

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

Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale “OPCOM” S.A. îndeplinește rolul de administrator al pieței de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în cadrul pieței angro de energie electrică și desfășoară activități de administrare a piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale, în condiții de consecvență, corectitudine, obiectivitate, independență, echidistanță,

transparență și nediscriminare.

Capitalul social subscris și vărsat al societății OPCOM la 30.06.2026 este de 31.366 mii lei, Transelectrica participând la acea dată la capitalul social în calitate de acționar majoritar. Structura acționariatului este următoarea:

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

OPCOM se supune regulilor ANRE și are o poziție independentă pe piața de energie electrică. Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale OPCOM, a cărei administrare este condusă potrivit reglementărilor stabilite de ANRE.

Precizăm în cele ce urmează, elementele prevăzute de Standardul Internațional IFRS 10, necesare a fi luate în considerare, în stabilirea exercitării controlului. Astfel conform IFRS 10 - un investitor controlează o entitate dacă și numai dacă investitorul deține toate din următoarele puncte:

- a. puterea asupra entității în care are investiția
- b. expunerea sau drepturile la randamente variabile de la implicarea sa cu entitatea în care s-a investit
- c. capacitatea de a-și folosi puterea asupra entității investite pentru a afecta valoarea rentabilității investitorului.

Decizia de a nu consolida are la baza faptul ca nu sunt indeplinite cumulativ criteriile de control prevazute de IFRS 10 pentru consolidarea unei entitati, respectiv:

- Existența puterii de decizie asupra entității respective: OPCOM își desfășoară activitatea într-un cadru strict reglementat de autoritățile de profil, independent de politicile comerciale ale Transelectrica. Deciziile operationale și strategice relevante pentru OPCOM sunt dictate de reglementări specifice sectorului energetic și nu pot fi influențate discreționar de acționarul majoritar
- Expunerea sau dreptul la randamente variabile rezultate din implicarea în OPCOM: Transelectrica nu are posibilitatea de a decide asupra politicii de preturi sau de a influența direct nivelul veniturilor și rezultatelor financiare ale OPCOM
- Capacitatea de a utiliza controlul pentru a influența randamentele: Chiar dacă Transelectrica deține majoritatea acțiunilor, nu are capacitatea efectivă de a utiliza această poziție pentru a influența rezultatele economice ale OPCOM, întrucât acestea sunt determinate preponderent de cadrul legislativ și de reglementările impuse de autorități.

Totodată Transelectrica nu exercită influență semnificativă asupra activității desfășurate de OPCOM, iar decizia de a nu consolida este susținută de raționamente și ipoteze care pornesc de la scopul înființării OPCOM, respectiv acela de a asigura un cadru organizat de desfășurare a tranzacțiilor comerciale cu energie electrică, în contextul aplicării legislației specifice care reglementează obiectul său de activitate, acesta având o poziție independentă pe piața de energie electrică supunându-se regulilor ANRE și reglementărilor UE.

(ii) Investiții în entitățile asociate și în asocierile în participație

Dacă Transelectrica deține, direct sau indirect 20% sau mai mult din drepturile de vot ale entității în care a investit, se presupune că exercită o influență semnificativă, dar nu și control asupra politicilor financiare și operationale. Situațiile financiare consolidate includ cota-parte a Grupului din rezultatele entităților asociate pe baza metodei punerii în echivalență.

Investițiile în acorduri comune, în care Grupul exercită controlul în comun cu alte entități, sunt recunoscute inițial la cost și ulterior măsurată folosind metoda punerii în echivalență. Profiturile sau pierderile atribuibile Grupului sunt recunoscute în situațiile financiare consolidate atunci când începe controlul în comun și până la încetarea controlului respectiv.

Metoda punerii în echivalență este o metodă de contabilizare prin care investiția este inițial recunoscută la cost și ajustată ulterior în funcție de modificările post-achiziționare în cota investitorului din activele nete ale entității în care a investit. Profitul sau pierderea investitorului include cota sa din profitul sau pierderea entității în care a investit, iar alte elemente ale rezultatului global includ cota investitorului din celelalte elemente ale rezultatului global al entității în care a investit.

În martie 2025, Compania a participat cu un aport de 25% la capitalul social al Geco Power Company Green Energy Corridor Power Company - Societate cu răspundere limitată, conform rezoluției Directoratului nr. 7516/ 05.03.2025, în valoare este de 3.750.

Capitalul social total al Geco este în sumă de 15.000 fiind împărțit într-un număr de 1,5 mil părți sociale, distribuite în mod egal între cele 4 entități participante la capital. Părțile sociale conform actului constitutiv conferă drepturi egale. Participarea la beneficii și la pierderi se va face proporțional cu părțile sociale.

Asociații fondatori ai companiei de proiect sunt CNTEE Transelectrica SA, JSC Georgian State Electrosystem, "AZERENERJI" Open Joint Stock Company și MVM Energy Private Limited Liability Company. Compania asigură implementarea proiectului Green Energy Corridor, un cablu submarin de înaltă tensiune în curent continuu, de 1.200 km, care va traversa Marea Neagră și va conecta România și Georgia, conexiunea fiind prelungită și în Ungaria și Azerbaidjan, în conformitate cu acordul între Guvernele statelor Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență. Deoarece titlurile societății GECO sunt dobândite în momentul înființării sale, nu s-a înregistrat fond comercial.

iii) Pierderea controlului

La pierderea controlului, Grupul derecunoaște activele și datoriile societăților consolidate, interesele care nu controlează și componentele relevante ale capitalurilor proprii. Orice câștig sau pierdere rezultată este recunoscut(ă) în contul de profit și pierdere. **Interesul reținut,** dacă există, este evaluat la valoarea justă la data pierderii controlului și este contabilizat ulterior fie prin metoda punerii în echivalență, fie ca activ financiar în conformitate cu IFRS 9."

iv) Tranzacții eliminate la consolidare

Soldurile și tranzacțiile în cadrul Grupului, precum și orice venituri sau cheltuieli nerealizate rezultate din tranzacții în cadrul Grupului sunt eliminate la întocmirea situațiilor financiare consolidate. Profiturile nerealizate aferente tranzacțiilor cu entitățile asociate contabilizate prin metoda punerii în echivalență sunt eliminate în contrapartidă cu investiția în entitatea asociată în măsura interesului Grupului în entitățile asociate. Pierderile nerealizate sunt eliminate în același fel ca și câștigurile nerealizate, însă numai în măsura în care nu există indicii de depreciere a valorii.

4. IMOBILIZĂRI CORPORALE, NECORPORALE ȘI FINANCIARE

a) Imobilizări corporale

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 30 iunie 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:

- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 44.324;
- Racordare CEE 98.64 MW Green Breeze, amplasat în zona localităților Cuca, Frumușița și Smârdan, Jud.Galați - realizarea grupului de măsură și montare OPGW pe LEA-220 kV Focșani Vest – Frumușița – 24.191;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 22.706;
- 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 – 22.583;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 21.759;
- Racordare la SEN a Mass Global Mintia – 17.448.

În primul semestru al anului 2026, cele mai **mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale**, în sumă de **43.647**, 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:

- Racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere CEF 165,141 MW Iepurești, amplasat în localitatea Iepurești, județul Giurgiu – 11.096;
- 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 kVs.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;
- 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) – 3.139;
- Racordare instalație de stocare 100 MW în Stația 220/110 kV Iaz – 3.006;
- Modernizare depozit Fratelia - ST Timișoara – 2.012;
- Relocare rețele electrice de înaltă tensiune – LEA 220 kV Gutinaș – Munteni – FAI la intersecția cu Autostrada Focșani – Bacău, Lot 2 – 1.770;
- Achiziție echipamente telecomunicații pentru relocare sistem EMS/SCADA EDC versiunea E-TERRA 3.2 – 1.214;
- Montarea unei instalații de limitare incendiu cu injecție de azot pentru bobina 400 KVA Oradea Sud – 1.156.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție la 30 iunie 2026, în sumă de **1.432.287**, 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 – 327.113;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 251.321;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97.578;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 91.570;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 73.053;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 58.609;
- Stația 400 kV Stâlp – 48.776;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălcu 1 și CEE 18 MW Fălcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46.885;
- 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 – 41.483;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 39.608.

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

b) Imobilizări necorporale

Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuție** la 30 iunie 2026, în sumă de **8.387**, 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) – 3.661;
- Dezvoltare platformă MARI – 3.132;
- Dezvoltare platformă PICASSO – 550;
- Dezvoltare platformă CMM (Capacity Management Module) – 434.

În semestrul I 2026 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale, astfel:

- 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) – 251;
- Infrastructura backup-restore pentru telecomunicare – 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 către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Compania a înregistrat venituri reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT recunoscut în tariful de reglementare până la data de 31 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 iunie 2026, aferentă acestor capitalizări este calculată o amortizare cumulată în sumă de 293.021 (247.501 la 31 decembrie 2025). Astfel, valoarea contabilă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 162.185 (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 iunie 2026 în valoare de **40.425**, 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 iunie 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 acțiuni, de tip închis, care prin obiectul de activitate, modul de organizare și funcționare este o bursă de mărfuri, astfel cum este aceasta reglementată de Legea nr.375/2005 privind bursele de mărfuri și o societate de servicii de investiții financiare conform Legii nr.126/2018 privind piețele de instrumente financiare.

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

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

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- **TSCNET**
- **JAO**

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

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

Prin Hotărârea nr. 9 a AGEA din data de 05 iunie 2018 s-a aprobat afilierea Companiei la Centrul de

coordonare a securității din regiunea CORE, TSCNET prin participarea la capitalul social cu un aport de 470.500 euro (1 acțiune – 2.500 EUR).

JAO (Joint Allocation Office)

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

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

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

Investiția financiară în Geco Power Company

În martie 2025, Compania a participat cu un aport de 25% la capitalul social al Geco Power Company Green Energy Corridor Power Company.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență.

	30 iunie 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	(179)	(378)
Sold la sfârșitul perioadei de raportare	3.193	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 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 Additional 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). Astfel, valoarea totală a contractului, pentru suprafața de 9.000 mp, 35 locuri de parcare și o durată de 69 luni, este de 10.417.590 euro (fără TVA).

La data de 30 iunie 2026, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de **0 lei**.

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 quantum de 10 euro/mp reprezentând 4.497,5 euro/lună, cu act adițional de prelungire până la sfârșitul anului 2025.

În data de 8 ianuarie 2026 a fost încheiat un nou contract de locațiune între Smart și RAPPS care constă în închirierea imobilului corp D1, etaj 8 situat în Piața Presei Libere, nr.1 în suprafață de 394,60 m.p., chiria lunară fiind de 3.005,14 euro (7,62 euro/m.p.) pe o perioadă de 1 an cu posibilitate de prelungire prin acte adiționale.

Totodata Smart are 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

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

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 închiriable și curte în folosință exclusivă de 196 mp situat în strada Stelea Spătaru nr.12, cu act adițional 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/lună, iar din anul 3 de contract valoarea chiriei se va indexa anual cu indicele HICP.

La 30 iunie 2026, valoarea netă a dreptului de utilizare a activelor închiriate de filiale este **4.314**.

Valoarea netă a Imobilizărilor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing pentru Grup la data de 30 iunie 2026 este 4.314.

Datoria de leasing

La 30 iunie 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:

Evoluția datoriilor de leasing în perioada ianuarie-iunie 2026 respectiv anul 2025 se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	6.810	8.932
Intrări	2.723	8.643
Leșiri	(5.500)	(10.766)
Sold la sfârșitul perioadei	4.033	6.810

La 30 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, situația datoriilor de leasing se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
In termen de 1 an	1.482	3.629
Între 1 și 5 ani	2.550	3181
Peste 5 ani	-	-
Total	4.033	6.810

Sume recunoscute în Situația profitului sau a pierderii

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Amortizarea activelor reprezentând drepturi de utilizare	5.100	4.478
Cheltuieli cu dobânzile	220	362
Total	5.321	4.840

Sume recunoscute în Situația fluxurilor de trezorerie

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Leșirile totale de numerar aferente contractelor de leasing	(6.720)	(6.656)

5. CREAŢE COMERCIALE ŞI ALTE CREAŢE

La 30 iunie 2026 şi 31 decembrie 2025, creanţele comerciale şi alte creanţe se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Creanţe comerciale	2.808.085	2.549.214
Alte creanţe	228.810	248.977
Avansuri către furnizori	563.295	374.940
TVA de recuperat	253.340	396.616
Ajustări pentru deprecierea creanţelor comerciale incerte	(138.523)	(126.980)
Ajustări pentru deprecierea altor creanţe incerte	(72.170)	(71.764)
Total	3.642.837	3.371.004

Structura creanţelor comerciale se prezintă astfel:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Clienţi – piaţa de energie din care:	2.788.176	2.531.401
- clienţi - activitate operaţională – energie	2.001.106	1.884.104
- clienţi - piaţa de echilibrare	635.012	501.989
- clienţi - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă	152.057	145.308
Clienţi din alte activităţi	19.909	17.814
Total creanţe comerciale	2.808.085	2.549.214

Expunerea la risc pentru creanţe comerciale, alte creanţe şi avansuri către furnizori:

	Valoarea brută 30 iunie 2026	Rata previzionată a pierderilor	Pierdere preconizată pe toată durata de viaţă
Neajunse la scadenţă	3.233.623	0%	10
Scadenţa depăşită între 1 – 30 zile	8.763	0%	0
Scadenţa depăşită între 31 – 60 zile	3.436	0%	0
Scadenţa depăşită între 60 – 90 zile	28.679	1%	330
Scadenţa depăşită între 91 – 180 zile	3.712	18%	670
Scadenţa depăşită între 181- 365 zile	17.902	61%	10.955
Mai mult de un an	304.077	65%	198.729
Total	3.600.191		210.693

• CNTEE Transelectrica SA îşi desfăşoară activitatea operaţională în baza Licenţei de funcţionare nr. 2706/2025 emisă de ANRE, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem şi pentru administrarea pieţei de echilibrare.

La data de 30 iunie 2026, clienţii în sold din activitatea operaţională înregistrează o creştere faţă de 31 decembrie 2025 determinată, în principal, de creşterea volumului tranzacţiilor rezultate din cuplarea pieţelor de energie, în trimestrul II al anului 2026 faţă de trimestrul IV al anului 2025.

Creşterea volumului tranzacţiilor din piaţa de echilibrare în trimestrul II al anului 2026, faţă de trimestrul IV 2025 a determinat şi creşterea soldului clienţilor din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienţi în totalul creanţelor comerciale sunt reprezentaţi de: MAVIR, Bursa Română de Mărfuri, OPCOM, Ciga Energy, Hidroelectrica, IBEX, JAO, Electrica Furnizare SA, Cinta Energy, RAAN.

• CNTEE Transelectrica SA desfăşoară activităţile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009 cu completările şi modificările ulterioare, „principalele atribuţii fiind de colectare lunară a contribuţiei pentru cogenerare şi plata lunară a bonusurilor”.

La data de 30 iunie 2026, Compania înregistrează creanţe de încasat din schema de sprijin de tip bonus

pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 5% 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 iunie 2026 o creștere a creanțelor determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 30 iunie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 152.057(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;
- supracompensare pentru 2025, în sumă de 4.503 de la Contourglobal Solutions SRL;
- 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 20.424, 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 iunie 2026	31 decembrie 2025
Supracompensare 2011 - 2013	76.702	76.702
Bonus necuvenit pentru 2014	3.915	3.915
Bonus necuvenit pentru 2015	564	564
Bonus necuvenit pentru 2020	522	522
Bonus necuvenit 2025	32	-
Contribuție pentru cogenerare neîncasată	20.425	20.430
Facturi emise după data de raportare, aferente exercițiului financiar încheiat	49.897	43.175
Total	152.057	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 Grivița SA, Colonia Cluj-Napoca Energie SRL, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj 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”, 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 și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a achitat lunar către CET Govora bonusul de cogenerare.

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei. Transelectrica a fost înscrisă în Tabelul preliminar și în cel definitiv cu o creanță în valoare totală de 28.200, din care suma de 25.557 este aferentă schemei de sprijin. Compania a inclus suma de 22.188 aferentă schemei de sprijin în contul debitori diverși, analitic distinct - ANRE, cu impact în poziția netă a schemei de sprijin.

Suma de 22.188 reprezintă creanța de încasat de la CET Govora aferentă schemei de sprijin (în suma de 25.557), corectată cu bonusul reținut de Companie conform art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, în sumă de 3.369.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin care se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Alte creanțe

La data de 30 iunie 2026, alte creanțe în sumă de 228.810 (248.977 la 31 decembrie 2025) includ, în principal:

➤ debitori diverși (**112.590**) (104.098 la 31 decembrie 2025), din care:

- penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 85.409 (din care suma de 25.857 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (21.312), Electrogrup SA (19.596), RAAN (16.901), CET Govora (9.607), OPCOM (4.956), Total Electric Oltenia (3.289), Multiservice G&G SRL (2.162), Petprod (1.894), GE Digital Service Europe (1.137), Romenergy Industry SRL (600). 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) și Next Energy Partners (8.395). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul filialei în sumă de 4.517.
- sume primite cu caracter de subvenție 17.257 (31.924 la 31 decembrie 2025), aferentă în principal contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 31.074 (10.291 la 31 decembrie 2025) reprezentate în principal de: impozitul pe construcții speciale (11.131), CPT (5.747), cotizații (4.502), contribuții (AMEPIP și ANRE) (3.950), impozite și taxe (1.968), polițe asigurări (1.109), chirie și mentenanță clădire birouri (1.027) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 5.897 (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 iunie 2026, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 563.295 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 și MAVIR – 74.825).

TVA de recuperat

TVA de recuperat în sumă de 253.340 la 31 iunie 2026 (396.616 la 31 decembrie 2025) – sumă aferentă deconturilor pentru perioada martie 2026 – iunie 2026. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania nu a încasat de la stat nicio sumă reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă acestor deconturi.

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

Cele mai mari ajustări de depreciere la 30 iunie 2026, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: JAO (31.629), CET Govora (24.645), Romelectro (24.471), Arelco Power (14.513), Total Electric Oltenia SA (14.186), Romenergy Industry (13.513), OPCOM (9.473), Elsaco Energy (9.276), RAAN (8.517), Next Energy Partners (8.395).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

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 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Conturi curente la bănci și depozite, din care:	1.592.180	761.057
<i>a) conturi curente la bănci și depozite activitatea curentă</i>	301.907	89.564
<i>b) conturi curente la bănci și depozite cu destinație specifică, din care</i>	1.290.273	671.493
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	142.725	-
- numerar din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	2.428	1.886
- numerar din taxa de racordare	462.517	297.638
- fonduri europene	129.308	7
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie, garanții racordare RET și dividende)	553.294	371.290
- fonduri modernizare	0	672
Casa	178	135
Alte echivalente de numerar	88	-
Total	1.592.446	761.192

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Conturi curente la bănci, depozite și alte echivalente de numerar	1.592.446	761.192
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionării lichidităților	(3.468)	(177.421)
Total numerar și echivalente de numerar în situația consolidată a fluxurilor de numerar	1.588.978	583.771

Numerarul este plasat la instituții financiare, considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță.

Rating/Perspectivă	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
BBB+ / Negativă	465.050	116.971
AA- / Stabilă	18.474	11.747
BBB- / Stabilă	26.960	1.041
BBB / Stabilă	-	58
BBB- / Negativă	21.122	18.508
BBB / Negativă	788	-
BB / Stabilă	176	152
BB- / Stabilă	-	-
A+ / Stabilă	1.059.609	612.579
Total	1.592.180	761.057

Toate instituțiile 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 administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, la data de 20 februarie 2015 a fost înregistrat în Registrul acționarilor Companiei transferul celor 43.020.309 acțiuni din contul Statului Român din administrarea Secretariatului General al Guvernului, în contul Statului Român în administrarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.

În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea și preluarea activităților Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului, care s-a desființat, și prin preluarea activității și a structurilor în domeniul întreprinderilor mici și mijlocii și mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Compania a funcționat sub autoritatea Ministerului Economiei până la data de 5 noiembrie 2019.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

La 30 iunie 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 20.972.829 acțiuni (28,61%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.556.437 acțiuni (6,22%).

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 iunie 2026 și 31 decembrie 2025 este următoarea:

Actionar	30 iunie 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	20.972.829	28,60%	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	4.556.437	6,22%	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 iunie 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 iunie 2026 față de 31 decembrie 2025 a fost determinată, în principal, de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de **366.775**, realizat la data de 30 iunie 2026.

8. VENITURI ÎN AVANS

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

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

	30 iunie 2026	Din care porțiunea pe termen scurt la 30 iunie 2026	31 decembrie 2025	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2025
Venituri înregistrate în avans -alocare capacitate din interconexiune	7.668	7.668	3.955	3.955
Venituri înregistrate în avans - fonduri europene	2.581	2.581	2.632	2.632
Venituri înregistrate în avans -alte	772	680	1.221	1.221
Fonduri din tarif de racordare	717.168	8.832	506.334	7.789
Fonduri Europene	524.147	15.484	320.157	8.095
Alte subvenții	21.280	44	20.963	349
Total	1.273.615	35.289	855.261	24.041

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	24.041	22.232
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	45.068	128.019
Încasări din fonduri europene	458	-
Încasări din alte fonduri	(838)	1.527
Transfer din venituri în avans pe termen lung	12.872	3.778
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(41.355)	(130.792)
Venituri din fonduri europene	(4.948)	(723)
Venituri din alte fonduri	(9)	-
Sold la sfârșitul perioadei	35.289	24.041

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	831.220	538.015
Subvenții racordare	229.612	259.419
Fonduri nerambursabile	196.603	29.754
PNRR	19.875	123.761
Transfer din venituri în avans pe termen scurt	(43.509)	(74.197)
Reluarea la venituri a subvențiilor	4.525	(45.532)
Sold la sfârșitul perioadei	1.238.326	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	(173.953)
Rambursări, din care:			(6.156)
BEI 25710	EUR	3,856%+2,847%	(6.156)
Diferențe de curs valutar la data rambursării			56
Sold la 30 iunie 2026			5.484

• Împrumuturi pe termen lung

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

Descriere	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
BEI 25710 (i)	2.017	8.116
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	2.017	8.116
Mai puțin: Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(1.008)	(6.645)
Total împrumuturi pe termen lung, net de ratele curente	1.008	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 iunie 2026	31 decembrie 2025
Între 1 și 2 ani	1.008	980
Între 2 și 5 ani	-	490
Peste 5 ani	-	-
Total	1.008	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 30.06.2026 sunt purtătoare de dobândă fixă.

• Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Porțiunea curentă a creditelor pe termen lung	1.008	6.645
Credite bancare pe termen scurt	-	172.419
Linii de credit Smart și Teletrans	3.468	5.002
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	13	288
Total împrumuturi pe termen scurt	4.489	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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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 mobilă asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobilă asupra creanțelor rezultate din contractele privind contribuția pentru congenerare de înaltă eficiență încheiate cu Electrica Furnizare SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, EON Energie România SA.

La data de 30 iunie 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 și prelungit linia de credit cu plafon revolving de 15 mil. lei.

În luna august 2024, SMART SA a contractat două facilități de credit multiprodus în lei (RON) de la Banca Comercială Română cu următoarea structură:

- 46 mil lei în scopul finanțării capitalului de lucru pe o perioadă de 48 luni cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (ROBOR 3M + 1,65 p.p.), din care: 15 mil lei credit de tip overdraft, cu caracter revolving (primele utilizări fiind pentru refinanțarea facilității acordate de către Exim – Banca Românească), 10 mil lei pentru finanțarea TVA aferentă investițiilor (proiect PNRR), cu caracter revolving și facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 46 mil lei.
- 37 mil lei în scopul finanțării capitalului de lucru pe o perioadă de 36 luni cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (ROBOR 3M + 1,95 p.p.), din care: 10 mil lei pentru finanțarea capitalului circulant în legătură cu realizarea lucrărilor aferente Contractelor de Lucrări (până la 4,5 mil lei pentru utilizări în legătură cu Proiectul Sunlight Ventures și până la concurența sumei de 10 mil lei utilizări în legătură cu Proiectul Black Sea Renewables, sublimitele pot fi utilizate în orice combinație) și facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 37 mil lei.

La data de 30 iunie 2026, s-au efectuat trageri din linia de credit a filialei Smart în sumă de **2.747**.

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 funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (ROBOR 3M + 0,75 p.p.) în scopul finanțării activității curente.

La data de 30 iunie 2026, s-au efectuat trageri din linia de credit a filialei Teletrans în sumă de 720.

10. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII

La 30 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, datoriile comerciale și alte datorii se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piața de energie	2.183.879	1.676.250
Furnizori de imobilizări	265.789	366.779
Furnizori alte activități	32.894	32.956
Sume datorate angajaților	18.925	18.392
Alte datorii	1.530.390	1.329.697
Total	4.031.876	3.424.075

La data de 30 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 1.255.642, respectiv 1.676.250, prezintă următoarea structură:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori – activitate operațională – energie	1.519.639	1.078.790
- furnizori - piața de echilibrare	650.899	517.983
- furnizori din schema de sprijin de tip bonus	13.341	79.477
pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență		
Total	2.183.879	1.676.250

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: IBEX, MAVIR, Joint Allocation Office, Hidroelectrica SA, Bursa Română de Mărfuri, CIGA Energy SA, NOVA H SRL, OPCOM, Complexul Energetic Oltenia SA, CINTA Energy. La 30 iunie 2026, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 83,52% (81,53% la 31 decembrie 2025).

Creșterea 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.

Creșterea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" a fost determinată de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul II 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 iunie 2026, față de luna decembrie 2025.

La data de 30 iunie 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 și Informatică (IMI) care gestiona unitar toate informațiile primite de la contribuabili, în baza prevederilor HG nr. 773/2019.

CET Govora nu a fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, motiv pentru care Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: *"în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective"* și a reținut de la plată

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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 generală de insolvență. Având în vedere prevederile Legii nr. 85/2014 - Legea insolvenței, Compania a sistat, începând cu data de 9 mai 2016, aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și achită lunar către CET Govora bonusul de cogenerare cuvenit de aceasta. Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei.

Scăderea soldului **"furnizorilor de imobilizări"** la 30 iunie 2026 față de 31 decembrie 2025 s-a datorat diminuării achizițiilor de imobilizări, dar și ajungerea la termenul de plată a achizițiilor 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 ușoară diminuare față de 31 decembrie 2025.

La 30 iunie 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 iunie 2026	31 decembrie 2025
Creditori diverși	266.996	235.434
Clienți-creditori	641.258	683.811
Dividende de plată	35.729	622
Alte datorii	586.407	409.830
Total	1.530.390	1.329.697

- „Creditorii diverși”, în sumă de **266.996** la 30 iunie 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 252.745.

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- ✓ valoarea contribuției de colectat de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, valoarea supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și
- ✓ valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte;
- 10.414 contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET;
 - 1.908 redevență trim II 2026;
 - 1.149 garanții pentru participare la licitații, garanții de bună execuție și altele.
- "Clienții creditor", la data de 30 iunie 2026, sunt în sumă de **641.258** (683.811 la 31 decembrie 2025), din care 631.464 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: MAVIR (223.688), OPCOM (211.206), BRM (194.398), IBEX (1.979), și JAO (194).
- La 30 iunie 2026, dividendele convenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **35.729** (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 **586.407**, (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 551.439, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 31.079, și altele.

11. PROVIZIOANE

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Provizioane pentru litigii	18.259	24.199
Provizioane pentru contracte mandat	483	8.405
Provizioane pentru garanții acordate clienților	5.732	3.341
Alte provizioane	1.540	2.454
Total	26.014	38.399

La 30 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, evoluția provizioanelor se prezintă astfel:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	38.399	35.953
Recunoaștere provizion	2.391	7.778
Reluare provizion	(14.776)	(5.331)
Total	26.014	38.399

Provizioanele pentru litigii, în sumă de **18.259**, aflate în sold atât la 30 iunie 2026, cât și 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 **483** la data de 30 iunie 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 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	15.496	15.967
TVA de plată	3.188	2.485
Impozit pe salarii	2.816	2.882
Alte impozite de plată	2.299	1.252
Total	23.799	22.585

La 30 iunie 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 iulie 2026, (mai puțin suma de 8.145 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 iunie 2026, respectiv 30 iunie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	84.023	36.441
Cheltuiala /(Venitul) din impozitul amânat	(1.179)	(4.110)
Total	82.844	32.331

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 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 semestrului I 2026 și semestrului I 2025 se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 74/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 iunie 2026	3,63	36,45	-
Ordin nr. 73/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 iunie 2026	-	-	14,70
Ordin nr. 21/27.05.2025 pentru perioada 01 iunie – 30 iunie 2025	-	-	7,04
Ordin nr. 99/20.12.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 30 iunie 2025	3,29	33,03	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2025	-	-	11,51

Începând cu 01 ianuarie 2025 ANRE aprobă tariful pentru serviciul de transport numai pe cele două componente: tariful de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și tariful pentru

CNTEE TRANSELECTRICA SA OMFP 2844/2016
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

extragerea energiei electrice din rețele (TL), în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 68/2024 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare.

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor în semestrul I 2026, respectiv semestrul I 2025 se prezintă, astfel:

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Cantitatea de energie electrica livrata consumatorilor (MWh)	25.270.624	25.871.125

Veniturile din exploatare realizate în semestrul I 2026 și semestrul I 2025 se prezintă, astfel:

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Venituri din serviciul de transport	1.002.848	925.350
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	262.920	151.279
Venituri din energia reactivă	681	1.454
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	20.934	14.415
Venituri din tranzacții CPT	18.560	26.083
Venituri din serviciul de transport – total	1.305.942	1.118.580
Venituri din servicii de sistem	374.293	281.353
Venituri din ajutoare de avarie	16.226	269
Venituri din servicii de sistem – total	390.519	281.622
Venituri pe piața de echilibrare	1.515.438	1.490.519
Venituri din alte prestații și alte venituri de exploatare	84.719	39.656
Venituri din capitalizarea CPT	-	924
Alte venituri	84.719	40.580
Total venituri din exploatare	3.296.619	2.931.301

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 77.498, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,32%, respectiv cu 600.501 MWh.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 față de semestrul I 2025, în sumă de 111.641, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Licitările pe granița România-Serbia, licitațiile pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria și cele pe termen scurt pe granițele cu Moldova și Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

În data de 8 iunie 2022, a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul a capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

europenă de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

Începând cu data de 27 octombrie 2021, granița România - Bulgaria a fost integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), capacitatea transfrontalieră dintre România și Bulgaria fiind alocată implicit.

Începând cu noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling). Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitațiile intrazilnice explicite sunt numai pe granițele cu Serbia și Moldova, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria). În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – "IDA" care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței. În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 68/2024 și al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

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

Extinderea cuplării piețelor are ca efect uniformizarea prețului energiei în Europa, acesta fiind și unul dintre obiectivele principale ale Regulamentului (UE) 2015/1222 „de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”.

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Republica Moldova. În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare, cum s-a întâmplat în luna februarie 2026.

Astfel, în semestrul I 2026, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o creștere de 6.519 comparativ cu semestrul I 2025, cu următoarele mențiuni:

- schimburile de energie cu țările perimetrice s-au redus ușor, cu aproximativ 1% (de la 1.271.472 MWh în 2025 la 1.258.018 MWh în 2026);
- valoarea tarifului pentru schimburile cu țările 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 excepțional au fost înregistrate venituri și din decontarea pentru luna februarie 2026.

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute, în principal, din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ, rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și, respectiv, din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare. Aceste venituri au fost mai mici în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 7.523.

Diminuarea veniturilor CPT obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică în perioada analizată a fost determinată de scăderea energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

Veniturile CPT obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost semnificativ mai mici decât cele înregistrate în perioada similară a anului precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici și chiar negative pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 92.940, determinată de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,32%, respectiv cu 600.501 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 semestrul I 2026, s-au acordat ajutoare de avarie în sumă totală de 16.226, 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. Aceste venituri au fost mai mari în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 15.957.

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 față de semestrul I 2025, cu suma de 24.919, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidroalicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- înregistrarea unui trend creștere accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală.

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

- ✓ contextul național și cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcționării pieței de echilibrare;
- ✓ contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică;
- ✓ evoluția consumului și impactul prosumatorilor asupra pieței de energie electrică;
- ✓ prognozele de precipitații și de temperatură;
- ✓ evoluția producție solare și eoliene;
- ✓ evoluția hidroalicității;
- ✓ evoluția producției și a consumului de energie electrică la nivel național;
- ✓ comportamentul participanților la piață;
- ✓ evoluția contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

15. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI ȘI PIAȚA DE ECHILIBRARE

Cheltuielile realizate în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 se prezintă, astfel:

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	355.848	288.041
Cheltuielile cu congestiile	500	-
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET	18.351	20.630
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	18.251	17.443
Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)	22.966	31.959
Total cheltuieli operaționale	415.916	358.073
Cheltuieli privind serviciile de sistem	292.580	234.590
Cheltuieli privind piața de echilibrare	1.512.131	1.490.940
Total	2.220.627	2.083.603

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

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

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (2) lit. a) și ale art. 45 alin. (3) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și Ordinul ANRE nr. 97/2013, energia electrică necesară acoperirii CPT este asigurată pe baza prognozelor furnizate de DEN prin încheierea de contracte pe termen lung (bilaterale sau pe piețele centralizate administrate de OPCOM și/sau Bursa Română de Mărfuri). Reglajul zilnic al cantităților de energie electrică necesare, pe bază de prognoze îmbunătățite, se face cu o zi înainte prin achiziție de pe PZU sau în ziua livrării de pe PI. Diferența dintre energia electrică efectiv consumată pentru acoperirea CPT și energia achiziționată reprezintă dezechilibre care sunt acoperite automat de PE, printr-o parte responsabilă cu echilibrarea (PRE).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 67.807 în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică, la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- pe ansamblul semestrului I al anului 2026 cantitatea necesară CPT în RET a crescut cu circa 16% 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;
- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU a fost cu 34 lei/MWh mai mare în semestrul I al anului 2026 (585,46 lei/MWh) față de perioada similară a anului 2025 (550,79 lei/MWh). Prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Instabilitatea energetică generată de conflictele din Ucraina și Iran sporește gradul de volatilitate al prețului pe Piața pentru Ziua Următoare, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână (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 și incertitudine, putând varia de exemplu între -60.815,47 lei/MWh (27.04.2026) și 19.268,43 lei/MWh (18.06.2026).

Cheltuieli cu congestiile

În semestrul I 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 stații

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu suma de 2.279 în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În semestrul I 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 semestrul I 2025. Prin deciziile ANRE nr. 2676/16.12.2025 și nr. 2677/16.12.2025, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2026, pentru societățile Distribuție Energie Oltenia S.A și Rețele Electrice România S.A.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din țările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În semestrul I 2026, aceste cheltuieli au fost mai mici cu 8.993 față 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 creștere în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025, în sumă de 57.990.

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 conformitate cu prevederile Ordinul ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale ANRE publicat în MO nr. 1196/17.12.2021, cu modificările și completările ulterioare.

În semestrul I 2026, s-a achiziționat capacitate de echilibrare prin procedură concurențială în baza necesarului stabilit de DEN pentru menținerea stabilității SEN.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în semestrul I al anului 2026, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada ianuarie – iunie 2026.

Pentru perioada următoare a anului 2026 facem următoarele precizări:

- ✓ cantitatea de rezerve de capacitate de echilibrare (RRFa, RRFm, la creștere și 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 iulie – decembrie estimăm o menținere a prețului de achiziție la reducere de putere datorită intensificării concurenței între participanții existenți;
- ✓ estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul CNTEE Transelectrica SA, îl vor avea contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică, cadrul de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică și evoluția prețurilor pe piața de echilibrare.

Cheltuieli privind piața de echilibrare

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în semestrul I 2026, în sumă de 1.512.131, au fost mai mari, respectiv cu suma de 21.190 față de cele realizate în semestrul I 2025. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață și sunt influențate semnificativ de evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național, contextul european de evoluție al pieței de energie electrică și modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

16. AMORTIZARE

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	160.073	147.019
Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar	45.521	45.474
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	5.100	4.478
Total	210.694	196.971

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de **160.073**, mai mari cu 13.054 comparativ cu semestrul I 2025, reprezintă amortizarea înregistrată în semestrul I 2026, calculată la valoarea contabilă 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 45.521, mai mari cu 46 comparativ cu semestrul I 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 *OG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei*.

Potrivit art. III din OUG nr. 119/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022 cu modificările și completările ulterioare, pentru operatorii economici titulari de licență, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale recunoscute conform IFRS 16 în sumă de **5.100** au fost mai mari cu 623 față de semestrul I 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 iunie 2026	30 iunie 2025
Cheltuieli cu personalul, din care:	260.245	263.416
<i>Cheltuieli cu salariile personalului</i>	224.998	224.311
<i>Cheltuieli sociale</i>	6.265	5.693
<i>Cheltuieli cu tichetele acordate salariaților</i>	13.154	11.958
<i>Cheltuieli aferente contractului de mandat și a altor comitete, comisii</i>	2.854	3.240
<i>Cheltuieli privind asigurările și protecția socială</i>	21.224	18.540
<i>Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale și asimilate</i>	(8.540)	(291)
<i>Alte cheltuieli</i>	290	(34)

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în semestrul I 2026 înregistrează o diminuare comparativ cu semestrul I 2025, determinată, în principal, de reluarea la venituri a unei părți 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 plățile efectuate în baza sentințelor judecătorești 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 și protecția socială potrivit prevederilor legale aplicabile etc.

ii) Numărul salariați

La 30 iunie 2026 și 30 iunie 2025, numărul angajaților cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă astfel:

Număr salariați	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Transelectrica SA	1.992	2.031
Smart SA	572	596
Teletrans SA	241	253

18. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	79.208	78.222
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	538	602
Cheltuieli cu redevențele și chiriile	4.471	4.055
Alte cheltuieli	43.133	3.570
Total	127.350	86.448

În semestrul I 2026, aceste cheltuieli au înregistrat o creștere în sumă de 40.902 comparativ cu semestrul I 2025, determinată, în principal, de creșterea unor elemente de cheltuieli, după cum urmează:

- cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu redevența, cheltuieli privind valorificări deșeuri, cheltuieli privind energia achiziționată pentru consum administrativ, cheltuieli cu studiile și cercetările, cheltuieli privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate, cheltuieli privind cotizațiile internaționale, cheltuieli plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță acordate foștilor membri executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024 etc.;
- înregistrarea în luna iunie 2026 de cheltuieli privind despăgubiri, reprezentând daune-interese compensatorii plătite de Companie către SN Nuclearelectrica SA, conform Sentinței civile nr. 2698/22.12.2020 a Tribunalului București – Secția 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 obligației fiscale aferente venitului majorat ca urmare a majorării bazei de impozitare, plătite de Companie către SMART SA, conform Sentinței civile nr. 768/20.03.2025 a Tribunalului București – Secția a VI-a civilă și executorie prin Decizia Civilă nr. 973A/22.05.2026 a Curții de Apel București, Secția a VI-a Civilă.

Cheltuielile cu redevențele și chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaștere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spații) și sunt recunoscute în contul de profit și pierdere. Acestea au fost în sumă de **4.471** în semestrul I 2026, mai mari cu 416 comparativ cu semestrul I 2025 și cuprind:

- *cheltuielile cu chiriile* în sumă de 2.563, mai mari cu 287 comparativ cu semestrul I 2025;
- *cheltuielile cu redevența* în sumă de 1.908, mai mari cu 129 comparativ cu semestrul I 2025. Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevența se plătește trimestrial și se înregistrează lunar cheltuiala cu redevența.

19. ALTE CÂȘTIGURI SAU PIERDERI

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	(6.984)	(2.795)
(Câștiguri) / Pierderi deprecieri imobilizări corporale	-	-
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	(127)	1.818
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(3.846)	(1.802)
Total	(10.957)	(2.779)

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

În semestrul I 2026 au fost înregistrate (Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale în sumă de **6.984** reprezentate, în principal, de veniturile din vânzarea mijloacelor fixe aprobate la casare (deșeuri nedezmembrate) și (Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare în sumă de 3.846 reprezentate de reluarea la venituri a provizioanelor pentru litigii (Smart SA, Nuclearelectrica SA).

20. REZULTAT FINANCIAR NET

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Venituri din dobânzi	11.957	6.928
Venituri din diferențe de curs valutar	1.049	689
Alte venituri financiare	72	22.173
Total venituri financiare	13.078	29.790
Cheltuieli privind dobânzile	(1.180)	(1.831)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(788)	(1.933)
Alte cheltuieli financiare	(6)	(6)
Total cheltuieli financiare	(1.974)	(3.770)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor	(179)	(145)
Rezultatul financiar net	10.925	25.875

La data de 30 iunie 2026, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de **10.925**, mai mic cu 14.950 comparativ cu semestrul I 2025, acesta fiind influențat, în principal, de diminuarea altor venituri financiare.

La 30 iunie 2026, din valoarea totală de 1.180 a cheltuielilor privind dobânzile, suma de 220 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, comparativ cu semestrul I 2025 unde în valoarea totală de 1.831 cheltuieli privind dobânzile), suma de 362 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 investițiilor reprezintă partea din rezultatul aferent entității controlate în comun GECO Power Company. La data de 30 iunie 2026 GECO a înregistrat pierdere, cota Companiei din aceasta pierdere reprezentând astfel o cheltuială în valoare de **179**.

Cursul de schimb al monedei naționale înregistrat la 30 iunie 2026 comparativ cu cel înregistrat la 30 iunie 2025, se prezintă, astfel:

Moneda	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Lei / Euro	5,2438	5,0777

21. LITIGII ȘI CONTINGENTE

➤ **Angajamente**

La 30 iunie 2026, Compania avea angajamente în valoare de **2.273.282** (2.484.362 la 31 decembrie 2025) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și re tehnologizarea 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 situații nu există litigii în curs semnificative, cu excepția următoarelor:

• **REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE (RAAN)**

Dosar: 9089/101/2013

Obiect dosar: faliment

Valoare în litigiu: 19.113

Stadiu dosar: După mai multe amânări pentru continuarea procedurii falimentului, respectiv pentru încasarea creanțelor, valorificarea bunurilor, precum și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare, a fost fixat următorul termen de judecată în data de **16.09.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.517.

Dosar: 28460/3/2017

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta R.A.A.N. solicită obligarea subscrisei la plata sumei de 12.346, reprezentând contravaloare bonus perioada noiembrie 2015-aprilie 2016 și regularizare bonus in valoare de 11.024, precum și suma de 1.322, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal.

Valoare în litigiu: 12.346

Stadiu dosar: La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Suma de 12.346 a fost achitată de către Companie 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 ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (dosar nr. 5244/2/2025) prin care a solicitat următoarele:

- a) anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- b) anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- c) suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- d) cheltuieli de judecată.

Dosar: 5244/2/2025

Obiect dosar: litigii Curtea de Conturi (Legea Nr.94/1992) hotărârea nr. 47/23.01.2025

Stadiu dosar:

La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecătorească Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanța respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecătorească Pavelescu Silvia. Termen de judecată: **08.09.2026**

• **OPCOM**

Dosar: 22567/3/2019

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta CNTEE Transelectrica SA a solicitat instanței ca prin hotărârea ce o va pronunța să dispună:

- obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 4.517, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloarea TVA-ului aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții "Electricity Market Project";
- obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 1.294 aferentă facturilor TEL 19 T00 nr. 17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019, reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.
- obligarea părții OPCOM SA la plata cheltuielilor de judecată.

Valoare în litigiu: 5.811

Stadiu dosar:

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Soluția CAB conform hotărârii nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11 cu titlu de cheltuieli de judecată. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. . În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. **Definitivă.** Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou 22567/3/2019* cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 29 cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025. Transelectrica **a declarat recurs.**

La termenul din 24.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Pentru sumele prezentate mai sus, Compania 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 la suma de 2.316. Micșorarea numărului de acțiuni deținute de Transelectrica la OPCOM.

Stadiu dosar: În data de 07.11.2023 Soluția TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

OPCOM a declarat apel. La termenul de judecată din data de 13.03.2025 a fost respins apelul ca nefondat și a fost obligată reclamanta la plata către stat a sumei de 180 reprezentând taxa judiciară de timbru.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosar: 44380/3/2024

Obiect dosar: pretenții și încheiere act adițional, cval. servicii calculare drepturi de încasat și obligații de plată ale tranzacțiilor realizate de PRE și PPE plus dobândă legală

Valoare în litigiu: 2.914 ce reprezintă contravaloarea serviciilor prestate de către OPCOM în favoarea Transelectrica în temeiul Contractului nr. C 707/2022, pentru calcularea drepturilor de încasat și a obligațiilor de plată ale tranzacțiilor realizate de participanții la piața de echilibrare și ale dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea în perioada 01.01.2023 - 29.02.2023.

Stadiu dosar: După mai multe amânări s-a stabilit următorul termen de judecată în data de **29.09.2026**.

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

• **CONAID COMPANY SRL**

Dosar: 36755/3/2018

Obiect dosar: pretenții și constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012

Valoare în litigiu: 17.216 paguba suferită și 100.000 euro beneficiu nerealizat estimat

Stadiu dosar:

Soluția TMB: Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Conaid a declarat apel.

Soluția CAB: Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă.**

Pentru suma de 17.216 lei CNTEE Transelectrica a constituit provizion în anul 2019.

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosar: 2494/115/2018* / 2494/115/2018**

Obiect dosar: pretenții sumă reprezentând chirii teren aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adaugă dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă

Valoare în litigiu: 17.038

Stadiu dosar: La termenul din 27.02.2025 instanța respinge excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de

acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica S.A. Califică excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. Respinge cererea de chemare în judecată formulată de pârâtul Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.

Municipiul Reșița a declarat apel. La termenul din data de **06.05.2026**, instanța a anulat apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 150/27.02.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**. A respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 595/29.05.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** ca nefondat. A respins cererea intimătei-pârâte având ca obiect obligarea apelantei-reclamante la plata cheltuielilor de judecată ca nefondată.

Compania este implicată în litigii în contradictoriu cu SMART după cum urmează:

Dosar: 15561/3/2022

Obiect dosar: SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 4.467 reprezentând cuantumul obligațiilor fiscale aferente veniturilor majorate ca urmare a majorării bazei de impozitare rezultată din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + cheltuieli de judecată.

Valoare în litigiu: 4.467

Stadiu dosar: La termenul din 20.03.2025 instanța admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467 precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.194 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51 cu titlu de taxa de timbru și suma de 3.000 lei cu titlu de onorariu de expert. Transelectrica **a declarat apel**.

La termenul din 22.05.2026 instanța respinge apelul ca nefondat. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare.

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. 768/20.05.2025, 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 Bacău, 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 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 iunie 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 AFILIAATE

i) Părți afiliate – tranzacții

Tranzacțiile desfășurate în S1 2026 și S1 2025 cu părțile afiliate sunt detaliate, după cum urmează:

Entitatea afiliată	Vânzări		Achiziții	
	30 iunie 2026	30 iunie 2025	30 iunie 2026	30 iunie 2025
FORMENERG SA	-	-	-	3
TOTAL	-	-	-	3

În timpul anului 2025 societatea Formenerg a fuzionat cu societatea Teletrans, așa cum a fost menționat anterior.

ii) Părți afiliate – tranzacții cu alte companii aflate în proprietatea statului

Compania este o entitate cu capital majoritar de stat.

Valoarea tranzacțiilor Companiei cu entitățile controlate de Stat sau asupra cărora statul exercită o influență semnificativă reprezintă o parte importantă a vânzărilor și cumpărărilor înregistrate în anul încheiat la 30 iunie 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		Datorii comerciale	
	30 iunie 2026	30 iunie 2025	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Hidroelectrică	497.663	369.959	211.626	106.431
Electrocentrale București	186.588	110.764	689	232
Complexul Energetic Oltenia	134.118	217.761	46.651	62.567
Nuclearelectrică	75.675	261	15.138	17
Societate Electrocentrale Craiova	41.166	57.391	2.708	4.035
Termo Ploiești	33.734	22.285	6.788	-
Thermoenergy Group SA	15.256	11.845	1.469	818
Termoficare Oradea SA	7.011	15.055	2.635	1.234
SCE Valea Jiului SA	4.357	5.355	1.980	584
SNGN Romgaz SA	4.024	4.175	1.413	855
OPCOM SA	1.332.344	1.056.866	264.459	98.760
TOTAL	2.331.936	1.871.717	555.557	275.533

Client	Vânzări		Creanțe comerciale*)	
	30 iunie 2026	30 iunie 2025	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Hidroelectrică	548.957	290.399	176.322	83.855
Complexul Energetic Oltenia	61.892	59.478	20.270	12.685
Electrificare CFR SA	18.531	15.503	6.289	4.231
Nuclearelectrică SA	15.799	13.640	3.667	4.766
SNGN Romgaz SA	14.320	13.680	9.531	782
SCE Valea Jiului SA	13.993	7.695	1.960	2.888
Societate Electrocentrale Craiova	12.799	6.243	577	916
Electrocentrale București	7.974	5.329	791	470
Thermoenergy Group SA	1.570	868	127	143
CET Govora SA	827	822	28.403	28.564
OPCOM SA	744.891	1.009.433	271.233	88.540
TOTAL	1.441.553	1.423.091	519.168	227.840

*) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Tipurile de tranzacții desfășurate în S1 2026 și S1 2025 cu Opcom reprezintă tranzacții de vânzare-cumpărare de energie electrică.

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	Valoarea netă
	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.669.562	2.422.234
Alte creanțe nete și avansuri către fz	719.935	552.154
TVA de recuperat	253.340	396.616
Numerar și echivalente de numerar	1.592.446	761.192
Total	5.235.283	4.132.195

Situația vechimii **creanțelor** (*creanțe comerciale nete*) la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 30 iunie 2026	Ajustare depreciere 30 iunie 2026	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025
Neajunse la scadență	2.546.150	10	2.322.978	10
Scadența depășită între 1 – 30 zile	8.608	-	(703)	-
Scadența depășită 31 – 90 zile	1.486	-	1.666	-
Scadența depășită 90 – 180 zile	25.871	-	9.826	160
Scadența depășită între 180 – 270 zile	511	571	642	-
Scadența depășită între 270 – 365 zile	9.504	9.488	22	-
Mai mult de un an	215.955	128.454	214.784	126.811
Total	2.808.085	138.523	2.549.214	126.980

Situația vechimii **altor creanțe** (*alte creanțe nete, avansuri către fz, tva de recuperat*) la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 30 iunie 2026	Ajustare depreciere 30 iunie 2026	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025
Neajunse la scadență	940.812	-	905.613	330
Scadența depășită între 1 – 30 zile	155	-	71	-
Scadența depășită 31 – 90 zile	1.950	-	627	-
Scadența depășită 90 – 180 zile	2.808	330	17.923	325
Scadența depășită între 180 – 270 zile	3.201	99	6.869	41
Scadența depășită între 270 – 365 zile	8.398	1.467	680	331
Mai mult de un an	88.121	70.274	88.750	70.737
Total	1.045.445	72.170	1.020.533	71.764

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea clienților** se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	126.981	128.066
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	11.554	2.598
Reluare ajustări pentru depreciere	11	3.683
Sold la sfârșitul perioadei	138.523	126.981

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe** se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	71.764	73.033
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.241	1.725
Reluare ajustări pentru depreciere	834	2.994
Sold la sfârșitul perioadei	72.170	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

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 Nuclearelectrică 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 rezilienței Sistemului Electroenergetic Național.

Dețineri 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 piață, Notificarea Allianz SE., înregistrată în Companie cu 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.

Închirierea unui spațiu într-o clădire de birouri

La data de 26 iunie 2026 a fost semnat contractul C390/26.06.2026 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 11.781.330 euro (fara TVA) pentru suprafața de 9.395 mp și 58 locuri de parcare.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
Societate administrată în sistem dualist

Situații Financiare Interimare Consolidate Simplificate
la data și pentru perioada de șase luni încheiată la
30 iunie 2026

Întocmite în conformitate cu
Standardele Internaționale 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 ACTIVITAȚII SI INFORMAȚII GENERALE	11
2. BAZELE ÎNTOCMIRII	13
3. POLITICI CONTABILE	14
4. IMOBILIZĂRI CORPORALE, NECORPORALE ȘI FINANCIARE	17
5. CREAȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREAȚE	22
6. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR	26
7. CAPITALURI PROPRII	27
8. VENITURI IN AVANS	28
9. ÎMPRUMUTURI	29
10. DATORII COMERCIALE ȘI 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 ȘI PIAȚA DE ECHILIBRARE	38
16. AMORTIZARE	40
17. CHELTUIELI CU PERSONALUL	41
18. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE	41
19. ALTE CÂȘTIGURI SAU PIERDERI	42
20. REZULTAT FINANCIAR NET	42
21. LITIGII ȘI CONTINGENTE	43
22. PĂRȚI AFILIATE	47
23. INSTRUMENTE FINANCIARE	48
24. EVENIMENTE ULTERIOARE	49

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚEI FINANCIARE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026 IFRS	31 decembrie 2025 IFRS
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	4	6.585.467	6.414.639
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing		4.314	6.958
Imobilizări necorporale		40.990	51.517
Titluri puse în echivalență		3.193	3.372
Imobilizări financiare		40.425	40.309
Total active imobilizate		6.674.389	6.516.795
Active circulante			
Stocuri		58.421	60.662
Creanțe comerciale și alte creanțe	5	3.642.837	3.371.004
Impozit pe profit de recuperat		-	12.181
Numerar și echivalente de numerar	6	1.592.446	761.192
Total active circulante		5.293.704	4.205.039
Total active		11.968.093	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		1.442.201	1.496.393
Alte rezerve		313.799	299.170
Rezultatul reportat		3.599.132	3.172.260
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	7	6.284.992	5.897.682
Interese minoritare		-	-
Total capitaluri proprii		6.284.992	5.897.682
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	8	1.238.326	831.220
Împrumuturi pe termen lung	9	1.008	1.471
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing termen lung	4	2.550	3.181
Datorii privind impozitele amânate		198.023	191.919
Obligații privind beneficiile angajaților		88.113	83.979
Total datorii pe termen lung		1.528.022	1.111.770

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚEI FINANCIARE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026 IFRS	31 decembrie 2025 IFRS
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	10	4.031.876	3.424.075
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing termen scurt	4	1.482	3.629
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	12	23.799	22.585
Împrumuturi pe termen scurt	9	4.489	184.354
Provizioane	11	26.014	38.399
Venituri în avans pe termen scurt	8	35.289	24.041
Impozit pe profit de plată		20.967	-
Obligații privind beneficiile angajaților		11.165	15.299
Total datorii curente		4.155.080	3.712.382
Total datorii		5.683.102	4.824.152
Total capitaluri proprii și datorii		11.968.093	10.721.834

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS EU
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A CONTULUI DE PROFIT ȘI PIERDERE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026 IFRS	30 iunie 2025 IFRS
Venituri din exploatare	14		
Venituri din serviciul de transport		1.305.942	1.118.580
Venituri din servicii de sistem		390.519	281.622
Venituri privind piața de echilibrare		1.515.438	1.490.519
Alte venituri		84.719	39.656
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	15	(415.916)	(358.073)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	15	(1.512.131)	(1.490.940)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	15	(292.580)	(234.590)
Amortizare	16	(165.173)	(151.497)
Cheltuieli cu personalul	17	(260.245)	(263.416)
Reparații și mentenanță		(17.548)	(25.331)
Cheltuieli cu materiale și consumabile		(20.464)	(10.381)
Alte cheltuieli din exploatare	18	(127.350)	(86.448)
Ajustări nete pentru deprecierea creanțelor		(11.954)	(3.909)
Alte câștiguri sau pierderi	19	10.957	2.779
Rezultat din exploatare		484.215	308.571
Venituri financiare		13.078	55.131
Cheltuieli financiare		(1.974)	(29.111)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor		(179)	(145)
Rezultat financiar net	20	10.925	25.875
Rezultat înainte de impozitul pe profit		495.140	334.446
Impozit pe profit	13	(90.127)	(39.459)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue		405.013	294.987
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:			
Acționarilor Companiei		405.013	294.987
Intereselor care nu controlează		-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)		5,53	4,02

*Rezultatul diluat este egal cu cel de bază, întrucât Grupul nu deține instrumente care ar putea fi convertite în acțiuni ordinare.

Nota	30 iunie 2026 IFRS	30 iunie 2025 IFRS
Rezultatul exercițiului	405.013	294.987
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	-	(42)
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate	-	-
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)	-	(42)
Rezultatul global total	405.013	294.945
Atribuibil:		
Acționarilor Companiei	405.013	294.945
Intereselor care nu controlează	-	-

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 10 august 2026:

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Cosmin-Vasile
NICULA**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana Iuliana Dinu
Director Direcția Economică și Financiară

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA – IFRS UE
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRIILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 30 Iunie 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 perioadei	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	402.967	402.967	-	402.967
Alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recunoașterea 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	-	-	-	-	-	402.967	402.967	-	402.967
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(54.192)	-	54.192	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	6.662	6.662	-	6.662
Total alte elemente	-	-	-	(54.192)	-	60.854	6.662	-	6.662
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	14.628	-	14.628	-	14.628
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividend	-	-	-	-	-	(36.948)	(36.948)	-	(36.948)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	-	14.628	(36.948)	(22.320)	-	(22.320)
Sold la 30 iunie 2026	733.031	50.222	146.606	1.442.201	313.799	3.599.132	6.284.992	-	6.284.992

CNTEE TRANSELECTRICA SA – IFRS EU

SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 30 Iunie 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 2025	733.031	49.843	146.606	1.596.896	256.747	2.873.861	5.656.984	-	5.656.984
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	440.158	440.158	-	440.158
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	21.911	21.911	-	21.911
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	18.050	-	-	18.050	-	18.050
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	(787)	-	-	(787)	-	(787)
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	17.263	-	21.911	39.174	-	39.174
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	17.263	-	462.069	479.332	-	479.332
Majorarea rezervei legale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(117.767)	-	117.767	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	379	-	-	-	(2.152)	(1.773)	-	(1.773)
Total alte elemente	-	379	-	(117.767)	-	115.615	(1.773)	-	(1.773)
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	42.423	-	42.423	-	42.423
Alte reserve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividend(Nota13)	-	-	-	-	-	(279.285)	(279.285)	-	(279.285)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	-	42.423	(279.285)	(236.861)	-	(236.861)
Sold la 31 decembrie 2025	733.031	50.222	146.606	1.496.393	299.170	3.172.260	5.897.682	-	5.897.682

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS UE
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026 IFRS	30 iunie 2025 IFRS
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profit/Pierdere netă		405.013	294.987
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul de profit		90.127	39.459
Cheltuieli cu amortizarea		165.173	151.497
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale		11.554	2.132
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale		(11)	(218)
Pierderi din debitori diverși		9	1.724
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși		407	64
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor		(692)	(606)
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net		(6.984)	(1.490)
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale		-	-
Cheltuieli/Venituri privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net		(12.386)	(2.093)
Cheltuieli financiare nete privind ajustările pentru pierderea de valoare a imobilizărilor		325	(178)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din dif de curs valutar		(10.774)	(26.503)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant		641.760	458.775
Modificări în:			
Stocuri		2.994	(2.319)
Clienți și conturi asimilate		(278.995)	1.072.943
Datorii comerciale și alte datorii		525.407	(1.186.272)
Titluri puse în echivalență	4	179	145
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale		1.214	(5.811)
Venituri în avans		237.210	184.137
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		1.129.768	521.597
Dobânzi plătite		(1.320)	(1.587)
Impozit pe profit plătit		(50.108)	(39.394)
Numerar net generat din activitatea de exploatare		1.078.340	480.616
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale		(275.259)	(199.910)
Titluri de participare deținute la GECO Power Company		-	(3.750)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE		195.773	8.121
Dobânzi încasate		11.502	6.311
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale		7.790	3.106
Dividende încasate		16	22.124
Numerar net utilizat în activitatea de investiții		(60.178)	(163.998)

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS UE
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	30 iunie 2026 IFRS	30 iunie 2025 IFRS
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări împrumuturi pe termen lung	9	(6.156)	(11.999)
Plăți leasing	4	(6.720)	(6.656)
Dividende plătite		(78)	(7)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare		(12.954)	(18.662)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie		583.771	707.174
Diminuarea/Creșterea netă a numerarului și echivalentelor de numerar		1.005.207	297.956
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei		1.588.978	1.005.130

1. DESCRIEREA ACTIVITAȚII SI INFORMAȚII 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 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 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 iunie 2026 ale Grupului întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de Uniunea Europeană cu modificările ulterioare (IFRS-EU) sunt disponibile la sediul social al Companiei situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Situațiile financiare consolidate ale Grupului întocmite la data de 30 iunie 2026 nu sunt auditate.

Prezentele Situații Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 30 iunie 2026, cuprind informațiile financiare ale Societății mamă și ale filialelor sale Smart SA și Teletrans SA, dar și ale societății controlate în comun GECO Power Company.

STRUCTURA GRUPULUI

Companiile care intră în perimetrul de consolidare precum și procentul participațiilor deținute de Companie sunt prezentate în continuare:

Entitatea	Țara de origine	30 iunie 2026	31 decembrie 2025	Metoda de consolidare
		% participație	% participație	
SMART SA	România	100%	100%	Integrării globale
TELETRANS SA	România	100%	100%	Integrării globale
GECO POWER COMPANY	România	25%	25%	Punere în echivalență

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

Misiunea pentru care SMART SA a fost înființată a fost și rămâne în continuare, cea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Rețelei Electrice de Transport (RET) plecând de la obiectivul primordial al Transelectrica: acela de a asigura transportul de energie electrică în rețeaua națională de transport în condiții de siguranță și stabilitate.

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

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

- Linii electrice aeriene și în cablu de toate nivelele de tensiune.

Capitalul social subscris și vărsat la 30.06.2026 este de 38.529, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS SA

Filiala TELETRANS SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinului Ministerului Industriei și Comerțului nr. 3098 și nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeași timp, Filiala are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piața liberalizată de comunicații din România.

Adresa sediului social este în B-dul Hristo-Botev, nr. 16 – 18, sector 3, București și sediul central este la punctul de lucru din strada Str. Stelea Spătarul nr. 12, sector 3, București.

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

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

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

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

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

În conformitate cu Hotărârea nr.3/13 februarie 2025, în temeiul art.12 alin.(2) lit.f) din Actul Constitutiv 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 și vărsat la 30.06.2026 este de 6.978, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

GECO POWER COMPANY

Societatea înființată la data de 31 Ianuarie 2025 conform Certificatului de înregistrare emis de ONRC,

este o persoană juridică română, constituită în formă de societate cu răspundere limitată.

Societatea a fost înființată în concordanță cu:

- Hotărârea nr.4 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din data de 12 august 2024 prin care Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei a aprobat participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei, cu excepția obiectului principal de activitate care va fi „Activități ale holdingurilor” activitate codificată CAEN 642, respectiv 6420,
- Memorandumul de înțelegere prin care Părțile convin să depună eforturile necesare pentru a întreprinde demersurile privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture, cu sediul în România, între Transelectrica, AzerEnerji JSC, Georgian State Electrosystem și MVM Zrt., semnat în data de 27 mai 2024 la București,
- Memorandumul de înțelegere între ministerele de resort din România, Republica Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria privind cooperarea în domeniul energiei verzi, semnat în data de 21.11.2023 la Budapesta (Ungaria),
- Memorandumul de înțelegere privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture între entitățile relevante ale guvernelor Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei semnat în data de 25.07.2023 la București, prin care Transelectrica este desemnată parte relevantă pentru România,
- Acordul din 17 decembrie 2022 între guvernele Republicii Azerbaidjan, Georgiei, României și Ungariei privind Parteneriatul strategic în domeniul dezvoltării și transportului energiei verzi, luând în considerare inițiativa comună a Georgiei și a României pentru dezvoltarea și implementarea proiectului cablului submarin în Marea Neagră și studiul de fezabilitate în derulare pentru acest proiect care a început la 11 aprilie 2022, inițiat de Georgia la care s-a alăturat România și Republica Azerbaidjan,

Adresa sediului social este în România, București, Sector 3, Str. Olteni nr.2-4, etaj 3, camera 306, obiectul de activitate fiind Activități ale holdingurilor.

Capitalul social subscris și vărsat al societății este de 15 mil lei, fiind împărțit într-un număr de 1.500.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială

Capitalul social este detinut de către asociați astfel:

- „AZERENERJI” Open Joint Stock Company, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- JSC Georgian State Electrosystem, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- MVM Energy Private Limited Liability Company aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%,
- Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA, aport la capitalul subscris 25% reprezentând un număr de 375.000 părți sociale cu o valoare nominală de 10 lei/parte socială și în valoare totală de 3,75 mil lei, participare la beneficii 25% și participare la pierderi 25%.

Misiunea Grupului

Misiunea Grupului este asigurarea 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

Declarație de conformitate

Situațiile Financiare Interimare Consolidate Simplificate sunt prezentate în conformitate cu cerințele IAS 34 Raportarea financiară interimară. Acestea nu includ toate informațiile necesare pentru un set complet

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

de situații financiare în conformitate Standardele Internaționale de Raportare Financiară ("SIRF") și trebuie să fie citite împreună cu *Situațiile Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2025, întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale 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 și judecăți

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.

Derecunoaștere capitalizării consumului propriu tehnologic

Până la 31 decembrie 2021, situațiile financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 au fost echivalente cu IFRS-UE. Începând cu 31 decembrie 2022, conform Ordinului Ministerului Finantelor Publice (OMFP) nr. 3900/2022 s-a inclus o nouă clauză legată de acoperirea consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, care se capitalizează trimestrial și sunt recunoscute ca imobilizări corporale, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării (a se vedea setul primar de situații financiare în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016).

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 și aprobată prin Legea nr. 357/13.12.2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic și respectiv, consumul tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial. Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Grupul a întreprins măsurile impuse în vederea respectării 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 Internațional de Raportare Financiară IAS 38 Imobilizări necorporale.

Elaborarea unui set de situații financiare consolidate conforme cu IFRS-UE s-a realizat pentru a răspunde cerințelor Autorității de Supraveghere Financiară, respectiv pentru conformitatea de încadrare în 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 30.06.2026 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 162.185.

În **contul de profit și pierdere** Grupul a ajustat valorile raportate în situațiile financiare consolidate întocmite la data de 30.06.2026 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 45.521.
- Efectul impozitului amânat aferent ajustărilor de mai sus în valoare de (7.283).

Bazele consolidării

(i) Investiții financiare

Grupul deține controlul asupra unei entități atunci când este expus la, sau are dreptul la câștiguri variabile ce rezultă din implicarea sa în entitate și are capacitatea de a afecta aceste câștiguri prin puterea asupra entității. Situațiile financiare ale societăților incluse în perimetrul de consolidare sunt incluse în situațiile financiare consolidate din momentul în care începe exercitarea controlului și până în momentul încetării lui.

La data prezentului raport Transelectrica are în componență conform actului constitutiv șase filiale (din care trei sunt radiate la Registrul Comerțului) persoane juridice române, organizate ca societăți pe acțiuni. La două dintre societăți Transelectrica (Teletrans și Smart) este unic acționar și acționar majoritar în cazul societății OPCOM.

Precizăm faptul că Transelectrica a deținut calitatea de acționar unic și la societățile ICEMENERG SA, ICEMENERG SERVICE și FORMENERG SA (societățile care la data prezentei sunt radiate la ONRC). 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 investițiile Companiei societățile Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului prin metoda integrării globale.

Nu a fost luată în considerare la întocmirea situațiilor financiare consolidate: investiția în societatea OPCOM întrucât administrarea se desfășoară potrivit reglementărilor stabilite de ANRE, iar Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale acesteia.

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

Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale “OPCOM” S.A. îndeplinește rolul de administrator al pieței de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în cadrul pieței angro de energie electrică și desfășoară activități de administrare a piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale, în condiții de consecvență, corectitudine, obiectivitate, independență, echidistanță, transparență și nediscriminare.

Capitalul social subscris și vărsat al societății OPCOM la 30.06.2026 este de 31.366 mii lei, Transelectrica participând la acea dată la capitalul social în calitate de acționar majoritar. Structura acționarialului este următoarea:

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

OPCOM se supune regulilor ANRE și are o poziție independentă pe piața de energie electrică. Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale OPCOM, a cărei administrare este condusă potrivit reglementărilor stabilite de ANRE.

Precizăm în cele ce urmează, elementele prevăzute de Standardul Internațional IFRS 10, necesare a fi luate în considerare, în stabilirea exercitării controlului. Astfel conform IFRS 10 - un investitor controlează o entitate dacă și numai dacă investitorul deține toate din următoarele puncte:

- a. puterea asupra entității în care are investiția
- b. expunerea sau drepturile la randamente variabile de la implicarea sa cu entitatea în care s-a investit
- c. capacitatea de a-și folosi puterea asupra entității investite pentru a afecta valoarea rentabilității investitorului.

Decizia de a nu consolida are la baza faptul că nu sunt îndeplinite cumulativ criteriile de control prevăzute de IFRS 10 pentru consolidarea unei entități, respectiv:

- Existența puterii de decizie asupra entității respective: OPCOM își desfășoară activitatea într-un cadru strict reglementat de autoritățile de profil, independent de politicile comerciale ale Transelectrica.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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.

Totodata Transelectrica nu exercita influenta semnificativa asupra activitatii desfășurate de OPCOM, iar decizia de a nu consolida este susținută de raționamente și ipoteze care pornesc de la scopul înființării OPCOM, respectiv acela de a asigura un cadru organizat de desfășurare a tranzacțiilor comerciale cu energie electrică, în contextul aplicării legislației specifice care reglementează obiectul său de activitate, acesta având o poziție independentă pe piața de energie electrică supunându-se regulilor ANRE și reglementărilor UE.

(ii) Investiții în entitățile asociate și în asocierile în participație

Dacă Transelectrica deține, direct sau indirect 20% sau mai mult din drepturile de vot ale entității în care a investit, se presupune că exercită o influență semnificativă, dar nu și control asupra politicilor financiare și operationale. Situațiile financiare consolidate includ cota-parte a Grupului din rezultatele entităților asociate pe baza metodei punerii în echivalență.

Investițiile în acorduri comune, în care Grupul exercită controlul în comun cu alte entități, sunt recunoscute initial la cost și ulterior măsurată folosind metoda punerii în echivalență. Profiturile sau pierderile atribuibile Grupului sunt recunoscute în situațiile financiare consolidate atunci când începe controlul în comun și până la încetarea controlului respectiv.

Metoda punerii în echivalență este o metodă de contabilizare prin care investiția este inițial recunoscută la cost și ajustată ulterior în funcție de modificările post-achiziționare în cota investitorului din activele nete ale entității în care a investit. Profitul sau pierderea investitorului include cota sa din profitul sau pierderea entității în care a investit, iar alte elemente ale rezultatului global includ cota investitorului din celelalte elemente ale rezultatului global al entității în care a investit.

În martie 2025, Compania a participat cu un aport de 25% la capitalul social al Geco Power Company Green Energy Corridor Power Company - Societate cu răspundere limitată, conform rezoluției Directoratului nr. 7516/ 05.03.2025, în valoare este de 3.750.

Capitalul social total al Geco este în sumă de 15.000 fiind împărțit într-un număr de 1,5 mil părți sociale, distribuite în mod egal între cele 4 entități participante la capital. Părțile sociale conform actului constitutiv conferă drepturi egale. Participarea la beneficii și la pierderi se va face proporțional cu părțile sociale.

Asociații fondatori ai companiei de proiect sunt CNTEE Transelectrica SA, JSC Georgian State Electrosystem, "AZERENERJI" Open Joint Stock Company și MVM Energy Private Limited Liability Company. Compania asigură implementarea proiectului Green Energy Corridor, un cablu submarin de înaltă tensiune în curent continuu, de 1.200 km, care va traversa Marea Neagră și va conecta România și Georgia, conexiunea fiind prelungită și în Ungaria și Azerbaidjan, în conformitate cu acordul între Guvernele statelor Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență. Deoarece titlurile societății GECO sunt dobândite în momentul înființării sale, nu s-a înregistrat fond comercial.

iii) Pierderea controlului

La pierderea controlului, Grupul derecunoaște activele și datoriile societăților consolidate, interesele care nu controlează și componentele relevante ale capitalurilor proprii. Orice câștig sau pierdere rezultată este recunoscut(ă) în contul de profit și pierdere. **Interesul reținut**, dacă există, este evaluat la valoarea justă la data pierderii controlului și este contabilizat ulterior fie prin metoda punerii în echivalență, fie ca activ financiar în conformitate cu IFRS 9."

iv) Tranzacții eliminate la consolidare

Soldurile și tranzacțiile în cadrul Grupului, precum și orice venituri sau cheltuieli nerealizate rezultate din tranzacții în cadrul Grupului sunt eliminate la întocmirea situațiilor financiare consolidate. Profiturile nerealizate aferente tranzacțiilor cu entitățile asociate contabilizate prin metoda punerii în echivalență sunt eliminate în contrapartidă cu investiția în entitatea asociată în măsura interesului Grupului în entitățile asociate. Pierderile nerealizate sunt eliminate în același fel ca și câștigurile nerealizate, însă numai în măsura în care nu există indicii de depreciere a valorii.

4. IMOBILIZĂRI CORPORALE, NECORPORALE ȘI FINANCIARE

a) Imobilizări corporale

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 30 iunie 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:

- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 44.324;
- Racordare CEE 98.64 MW Green Breeze, amplasat în zona localităților Cuca, Frumușita și Smârdan, Jud.Galați - realizarea grupului de măsură și montare OPGW pe LEA-220 kV Focșani Vest – Frumușita – 24.191;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 22.706;
- 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 – 22.583;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 21.759;
- Racordare la SEN a Mass Global Mintia – 17.448.

În primul semestru al anului 2026, cele mai **mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale**, în sumă de **43.647**, 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:

- Racordare la rețelele electrice de interes public a locului de producere CEF 165,141 MW Iepurești, amplasat în localitatea Iepurești, județul Giurgiu – 11.096;
- 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 kVs.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;
- 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) – 3.139;
- Racordare instalație de stocare 100 MW în Stația 220/110 kV Iaz – 3.006;
- Modernizare depozit Fratelia - ST Timișoara – 2.012;
- Relocare rețele electrice de înaltă tensiune – LEA 220 kV Gutinaș – Munteni – FAI la intersecția cu Autostrada Focșani – Bacău, Lot 2 – 1.770;

- Achiziție echipamente telecomunicații pentru relocare sistem EMS/SCADA EDC versiunea E-TERRA 3.2 – 1.214;
- Montarea unei instalații de limitare incendiu cu injecție de azot pentru bobina 400 KVA Oradea Sud – 1.156.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție la 30 iunie 2026, în sumă de **1.432.287**, 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 – 327.113;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 251.321;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97.578;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 91.570;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 73.053;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 58.609;
- Stația 400 kV Stâlp – 48.776;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălcu 1 și CEE 18 MW Fălcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46.885;
- 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 – 41.483;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 39.608.

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

b) Imobilizări necorporale

Imobilizări necorporale în curs de execuție

Soldul **imobilizărilor necorporale în curs de execuție** la 30 iunie 2026, în sumă de **8.387**, 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) – 3.661;
- Dezvoltare platformă MARI – 3.132;
- Dezvoltare platformă PICASSO – 550;
- Dezvoltare platformă CMM (Capacity Management Module) – 434.

În semestrul I 2026 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale, astfel:

- 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) – 251;
- Infrastructura backup-restore pentru telecomunicare – 138.

c) Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 30 iunie 2026 în valoare de **40.425**, respectiv 40.309 la 31 decembrie 2025, este reprezentat, în principal:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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

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

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

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- **TSCNET**
- **JAO**

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

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

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

JAO (Joint Allocation Office)

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

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

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

Investiția financiară în Geco Power Company

În martie 2025, Compania a participat cu un aport de 25% la capitalul social al Geco Power Company Green Energy Corridor Power Company.

Compania nou înființată GECO intră în perimetrul de consolidare, fiind o companie controlată în comun, de tip Join Venture. Astfel situațiile financiare consolidate include cota-parte a Grupului din rezultatele societății GECO pe baza metodei punerii în echivalență.

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	30 iunie 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	(179)	(378)
Sold la sfârșitul perioadei de raportare	3.193	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 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 Adițional nr. 3 la contractul C232/2020 pentru o perioadă de 3 luni (01.04.2026-30.06.2026) majorând valoarea contractului cu 517.590 euro (fără TVA). Astfel, valoarea totală a contractului, pentru suprafața de 9.000 mp, 35 locuri de parcare și o durată de 69 luni, este de 10.417.590 euro (fără TVA).

La data de 30 iunie 2026, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de **0 lei**.

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 adițional de prelungire până la sfârșitul anului 2025.

În data de 8 ianuarie 2026 a fost încheiat un nou contract de locațiune între Smart și RAPPS care constă în închirierea imobilului corp D1, etaj 8 situat în Piața Presei Libere, nr.1 în suprafață de 394,60 m.p., chiria lunară fiind de 3.005,14 euro (7,62 euro/m.p.) pe o perioadă de 1 an cu posibilitate de prelungire prin acte adiționale.

Totodata Smart are 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 închiriable și curte în folosință exclusivă de 196 mp situat în strada Stelea Spătaru nr.12, cu act adițional 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/lună, iar din anul 3 de contract valoarea chiriei se va indexa anual cu indicele HICP.

La 30 iunie 2026, valoarea netă a dreptului de utilizare a activelor închiriate de filiale este **4.314**.

Valoarea netă a Imobilizărilor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing pentru Grup la data de 30 iunie 2026 este 4.314.

Datoria de leasing

La 30 iunie 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:

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Evoluția datoriilor de leasing în perioada ianuarie-iunie 2026 respectiv anul 2025 se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	6.810	8.932
Intrări	2.723	8.643
Ieșiri	(5.500)	(10.766)
Sold la sfarsitul perioadei	4.033	6.810

La 30 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, situația datoriilor de leasing se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
În termen de 1 an	1.482	3.629
Între 1 și 5 ani	2.550	3181
Peste 5 ani	-	-
Total	4.033	6.810

Sume recunoscute în Situația profitului sau a pierderii

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Amortizarea activelor reprezentând drepturi de utilizare	5.100	4.478
Cheltuieli cu dobânzile	220	362
Total	5.321	4.840

Sume recunoscute în Situația fluxurilor de trezorerie

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Ieșirile totale de numerar aferente contractelor de leasing	(6.720)	(6.601)

5. CREAŢE COMERCIALE ŞI ALTE CREAŢE

La 30 iunie 2026 şi 31 decembrie 2025, creanţele comerciale şi alte creanţe se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Creanţe comerciale	2.808.085	2.549.214
Alte creanţe	228.810	248.977
Avansuri către furnizori	563.295	374.940
TVA de recuperat	253.340	396.616
Ajustări pentru deprecierea creanţelor comerciale incerte	(138.523)	(126.980)
Ajustări pentru deprecierea altor creanţe incerte	(72.170)	(71.764)
Total	3.642.837	3.371.004

Structura creanţelor comerciale se prezintă astfel:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Clienţi – piaţa de energie din care:	2.788.176	2.531.401
- clienţi - activitate operaţională – energie	2.001.106	1.884.104
- clienţi - piaţa de echilibrare	635.012	501.989
- clienţi - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă	152.057	145.308
Clienţi din alte activităţi	19.909	17.814
Total creanţe comerciale	2.808.085	2.549.214

Expunerea la risc pentru creanţe comerciale, alte creanţe şi avansuri către furnizori:

	Valoarea brută 30 iunie 2026	Rata previzionată a pierderilor	Pierdere preconizată pe toată durata de viaţă
Neajunse la scadenţă	3.233.623	0%	10
Scadenţa depăşită între 1 – 30 zile	8.763	0%	0
Scadenţa depăşită între 31 – 60 zile	3.436	0%	0
Scadenţa depăşită între 60 – 90 zile	28.679	1%	330
Scadenţa depăşită între 91 – 180 zile	3.712	18%	670
Scadenţa depăşită între 181- 365 zile	17.902	61%	10.955
Mai mult de un an	304.077	65%	198.729
Total	3.600.191		210.693

• CNTEE Transelectrica SA îşi desfăşoară activitatea operaţională în baza Licenţei de funcţionare nr. 2706/2025 emisă de ANRE, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem şi pentru administrarea pieţei de echilibrare.

La data de 30 iunie 2026, clienţii în sold din activitatea operaţională înregistrează o creştere faţă de 31 decembrie 2025 determinată, în principal, de creşterea volumului tranzacţiilor rezultate din cuplarea pieţelor de energie, în trimestrul II al anului 2026 faţă de trimestrul IV al anului 2025.

Creşterea volumului tranzacţiilor din piaţa de echilibrare în trimestrul II al anului 2026, faţă de trimestrul IV 2025 a determinat şi creşterea soldului clienţilor din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienţi în totalul creanţelor comerciale sunt reprezentaţi de: MAVIR, Bursa Română de Mărfuri, OPCOM, Ciga Energy, Hidroelectrica, IBEX, JAO, Electrica Furnizare SA, Cinta Energy, RAAN.

• CNTEE Transelectrica SA desfăşoară activităţile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficienţă, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009 cu completările şi modificările ulterioare, „principalele atribuţii fiind de colectare lunară a contribuţiei pentru cogenerare şi plata lunară a bonusurilor”.

La data de 30 iunie 2026, Compania înregistrează creanţe de încasat din schema de sprijin de tip bonus

pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 5% 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 iunie 2026 o creștere a creanțelor determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 30 iunie 2026, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 152.057(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;
- supracompensare pentru 2025, în sumă de 4.503 de la Contourglobal Solutions SRL;
- 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 20.424, 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 iunie 2026	31 decembrie 2025
Supracompensare 2011 - 2013	76.702	76.702
Bonus necuvenit pentru 2014	3.915	3.915
Bonus necuvenit pentru 2015	564	564
Bonus necuvenit pentru 2020	522	522
Bonus necuvenit 2025	32	-
Contribuție pentru cogenerare neîncasată	20.425	20.430
Facturi emise după data de raportare, aferente exercițiului financiar încheiat	49.897	43.175
Total	152.057	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 Grivița SA, Colonia Cluj-Napoca Energie SRL, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj 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 datorilor reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: *“în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective”* și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

• Pe rolul Tribunalului Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. 9089/101/2013/a140, având ca obiect “pretenții suma de 86.513”, dosar în care Compania are calitatea de reclamantă, pârata fiind **Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN**.

Prin cererea de chemare în judecată formulată de Transelectrica SA, aceasta a solicitat obligarea 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 și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a achitat lunar către CET Govora bonusul de cogenerare.

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei. Transelectrica a fost înscrisă în Tabelul preliminar și în cel definitiv cu o creanță în valoare totală de 28.200, din care suma de 25.557 este aferentă schemei de sprijin. Compania a inclus suma de 22.188 aferentă schemei de sprijin în contul debitori diverși, analitic distinct - ANRE, cu impact în poziția netă a schemei de sprijin.

Suma de 22.188 reprezintă creanța de încasat de la CET Govora aferentă schemei de sprijin (în suma de 25.557), corectată cu bonusul reținut de Companie conform art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, în sumă de 3.369.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin care se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Alte creanțe

La data de 30 iunie 2026, alte creanțe în sumă de **228.810** (248.977 la 31 decembrie 2025) includ, în principal:

➤ debitori diverși (**112.590**) (104.098 la 31 decembrie 2025), din care:

- penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 85.409 (din care suma de 25.857 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de partenerii: Romelectro (21.312), Electrogrup SA (19.596), RAAN (16.901), CET Govora (9.607), OPCOM (4.956), Total Electric Oltenia (3.289), Multiservice G&G SRL (2.162), Petprod (1.894), GE Digital Service Europe (1.137), Romenergy Industry SRL (600). 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) și Next Energy Partners (8.395). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul filialei în sumă de 4.517.
- sume primite cu caracter de subvenție 17.257 (31.924 la 31 decembrie 2025), aferentă în principal contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 31.074 (10.291 la 31 decembrie 2025) reprezentate în principal de: impozitul pe construcții speciale (11.131), CPT (5.747), cotizații (4.502), contribuții (AMEPIP și ANRE) (3.950), impozite și taxe (1.968), polițe asigurări (1.109), chirie și mentenanță clădire birouri (1.027) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 5.897 (4.513 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 iunie 2026, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de **563.295** 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 și MAVIR – 74.825).

TVA de recuperat

TVA de recuperat în sumă de 253.340 la 31 iunie 2026 (396.616 la 31 decembrie 2025) – sumă aferentă deconturilor pentru perioada martie 2026 – iunie 2026. Până la data întocmirii prezentei raportări, Compania nu a încasat de la stat nicio sumă reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă acestor deconturi.

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

Cele mai mari ajustări de depreciere la 30 iunie 2026, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru: JAO (31.629), CET Govora (24.645), Romelectro (24.471), Arelco Power (14.513), Total Electric Oltenia SA (14.186), Romenergy Industry (13.513), OPCOM (9.473), Elsaco Energy (9.276), RAAN (8.517), Next Energy Partners (8.395).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat următoarele măsuri: acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

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 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Conturi curente la bănci și depozite, din care:	1.592.180	761.057
a) conturi curente la bănci și depozite activitatea curentă	301.907	89.564
b) conturi curente la bănci și depozite cu destinație specifică, din care	1.290.273	671.493
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	142.725	-
- numerar din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	2.428	1.886
- numerar din taxa de racordare	462.517	297.638
- fonduri europene	129.308	7
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie, garanții racordare RET și dividende)	553.294	371.290
- fonduri modernizare	0	672
Casa	178	135
Alte echivalente de numerar	88	-
Total	1.592.446	761.192

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Conturi curente la bănci, depozite și alte echivalente de numerar	1.592.446	761.192
Descoperiri de cont utilizate în scopul gestionării lichidităților	(3.468)	(177.421)
Total numerar și echivalente de numerar în situația consolidată a fluxurilor de numerar	1.588.978	583.771

Numerarul este plasat la instituții financiare, considerate ca fiind asociate unui risc minim de performanță.

Rating/Perspectivă	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
BBB+ / Negativă	465.050	116.971
AA- / Stabilă	18.474	11.747
BBB- / Stabilă	26.960	1.041
BBB / Stabilă	-	58
BBB- / Negativă	21.122	18.508
BBB / Negativă	788	-
BB / Stabilă	176	152
BB- / Stabilă	-	-
A+ / Stabilă	1.059.609	612.579
Total	1.592.180	761.057

Toate instituțiile 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 administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, la data de 20 februarie 2015 a fost înregistrat în Registrul acționarilor Companiei transferul celor 43.020.309 acțiuni din contul Statului Român din administrarea Secretariatului General al Guvernului, în contul Statului Român în administrarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.

În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea și preluarea activităților Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului, care s-a desființat, și prin preluarea activității și a structurilor în domeniul întreprinderilor mici și mijlocii și mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Compania a funcționat sub autoritatea Ministerului Economiei până la data de 5 noiembrie 2019.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

La 30 iunie 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 20.972.829 acțiuni (28,61%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 4.556.437 acțiuni (6,22%).

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 iunie 2026 și 31 decembrie 2025 este următoarea:

Actionar	30 iunie 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	20.972.829	28,60%	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	4.556.437	6,22%	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 iunie 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 iunie 2026 față de 31 decembrie 2025 a fost determinată, în principal, de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de **405.013**, realizat la data de 30 iunie 2026 .

8. VENITURI ÎN AVANS

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

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

	30 iunie 2026	Din care porțiunea pe termen scurt la 30 iunie 2026	31 decembrie 2025	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2025
Venituri înregistrate în avans - alocare capacitate din interconexiune	7.668	7.668	3.955	3.955
Venituri înregistrate în avans - fonduri europene	2.581	2.581	2.632	2.632
Venituri înregistrate în avans - altele	772	680	1.221	1.221
Fonduri din tarif de racordare	717.168	8.832	506.334	7.789
Fonduri Europene	524.147	15.484	320.157	8.095
Alte subvenții	21.280	44	20.963	349
Total	1.273.615	35.289	855.261	24.041

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	24.041	22.232
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	45.068	128.019
Încasări din fonduri europene	458	-
Încasări din alte fonduri	(838)	1.527
Transfer din venituri în avans pe termen lung	12.872	3.778
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(41.355)	(130.792)
Venituri din fonduri europene	(4.948)	(723)
Venituri din alte fonduri	(9)	-
Sold la sfârșitul perioadei	35.289	24.041

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	831.220	538.015
Subvenții racordare	229.612	259.419
Fonduri nerambursabile	196.603	29.754
PNRR	19.875	123.761
Transfer din venituri în avans pe termen scurt	(43.509)	(74.197)
Reluarea la venituri a subvențiilor	4.525	(45.532)
Sold la sfârșitul perioadei	1.238.326	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	(173.953)
Rambursări, din care:			(6.156)
BEI 25710	EUR	3,856%+2,847%	(6.156)
Diferențe de curs valutar la data rambursării			56
Sold la 30 iunie 2026			5.484

• Împrumuturi pe termen lung

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

Descriere	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
BEI 25710 (i)	2.017	8.116
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	2.017	8.116
Mai puțin: Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(1.008)	(6.645)
Total împrumuturi pe termen lung, net de ratele curente	1.008	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 iunie 2026	31 decembrie 2025
Între 1 și 2 ani	1.008	980
Între 2 și 5 ani	-	490
Peste 5 ani	-	-
Total	1.008	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 30.06.2026 sunt purtătoare de dobândă fixă.

• Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Porțiunea curentă a creditelor pe termen lung	1.008	6.645
Credite bancare pe termen scurt	-	172.419
Linii de credit Smart și Teletrans	3.468	5.002
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	13	288
Total împrumuturi pe termen scurt	4.489	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 mobilă asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobilă asupra creanțelor rezultate din contractele privind contribuția pentru congenerare de înaltă eficiență încheiate cu Electrica Furnizare SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, EON Energie România SA.

La data de 30 iunie 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 și prelungit linia de credit cu plafon revolving de 15 mil. lei.

În luna august 2024, SMART SA a contractat două facilități de credit multiprodus în lei (RON) de la Banca Comercială Română cu următoarea structură:

- 46 mil lei în scopul finanțării capitalului de lucru pe o perioadă de 48 luni cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (ROBOR 3M + 1,65 p.p.), din care: 15 mil lei credit de tip overdraft, cu caracter revolving (primele utilizări fiind pentru refinanțarea facilității acordate de către Exim – Banca Românească), 10 mil lei pentru finanțarea TVA aferentă investițiilor (proiect PNRR), cu caracter revolving și facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 46 mil lei.
- 37 mil lei în scopul finanțării capitalului de lucru pe o perioadă de 36 luni cu o dobândă variabilă în funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (ROBOR 3M + 1,95 p.p.), din care: 10 mil lei pentru finanțarea capitalului circulant în legătură cu realizarea lucrărilor aferente Contractelor de Lucrări (până la 4,5 mil lei pentru utilizări în legătură cu Proiectul Sunlight Ventures și până la concurența sumei de 10 mil lei utilizări în legătură cu Proiectul Black Sea Renewables, sublimitele pot fi utilizate în orice combinație) și facilitate de garantare, cu caracter revolving până la concurența sumei de 37 mil lei.

La data de 30 iunie 2026, s-au efectuat trageri din linia de credit a filialei Smart în sumă de **2.747**.

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 funcție de ROBOR 3M la care se adaugă marja băncii (ROBOR 3M + 0,75 p.p.) în scopul finanțării activității curente.

La data de 30 iunie 2026, s-au efectuat trageri din linia de credit a filialei Teletrans în sumă de **720**.

10. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII

La 30 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, datoriile comerciale și alte datorii se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piața de energie	2.183.879	1.676.250
Furnizori de imobilizări	265.789	366.779
Furnizori alte activități	32.894	32.956
Sume datorate angajaților	18.925	18.392
Alte datorii	1.530.390	1.329.697
Total	4.031.876	3.424.075

La data de 30 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, datoriile aflate în sold pe piața de energie în sumă de 1.255.642, respectiv 1.676.250, prezintă următoarea structură:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori – activitate operațională – energie	1.519.639	1.078.790
- furnizori - piața de echilibrare	650.899	517.983
- furnizori din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	13.341	79.477
Total	2.183.879	1.676.250

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: IBEX, MAVIR, Joint Allocation Office, Hidroelectrica SA, Bursa Română de Mărfuri, CIGA Energy SA, NOVA H SRL, OPCOM, Complexul Energetic Oltenia SA, CINTA Energy. La 30 iunie 2026, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 83,52% (81,53% la 31 decembrie 2025).

Creșterea 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.

Creșterea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" a fost determinată de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul II 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 iunie 2026, față de luna decembrie 2025.

La data de 30 iunie 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 și Informatică (IMI) care gestiona unitar toate informațiile primite de la contribuabili, în baza prevederilor HG nr. 773/2019.

CET Govora nu a fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, motiv pentru care Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: "în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective" și a reținut de la plată

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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 generală de insolvență. Având în vedere prevederile Legii nr. 85/2014 - Legea insolvenței, Compania a sistat, începând cu data de 9 mai 2016, aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și achită lunar către CET Govora bonusul de cogenerare cuvenit de aceasta. Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei.

Scăderea soldului **"furnizorilor de imobilizări"** la 30 iunie 2026 față de 31 decembrie 2025 s-a datorat diminuării achizițiilor de imobilizări, dar și ajungerea la termenul de plată a achizițiilor 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 ușoară diminuare față de 31 decembrie 2025.

La 30 iunie 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:

	<u>30 iunie 2026</u>	<u>31 decembrie 2025</u>
Creditori diverși	266.996	235.434
Clienți-creditori	641.258	683.811
Dividende de plată	35.729	622
Alte datorii	586.407	409.830
Total	<u>1.530.390</u>	<u>1.329.697</u>

- „Creditorii diverși”, în sumă de **266.996** la 30 iunie 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 252.745.

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- ✓ valoarea contribuției de colectat de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, valoarea supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și
- ✓ valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte;

- 10.414 contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET;
- 1.908 redevență trim II 2026;
- 1.149 garanții pentru participare la licitații, garanții de bună execuție și altele.
- "Clienții creditori", la data de 30 iunie 2026, sunt în sumă de **641.258** (683.811 la 31 decembrie 2025), din care 631.464 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: MAVIR (223.688), OPCOM (211.206), BRM (194.398), IBEX (1.979), și JAO (194).
- La 30 iunie 2026, dividendele cuvenite acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **35.729** (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 **586.407**, (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 551.439, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 31.079, și altele.

11. PROVIZIOANE

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

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Provizioane pentru litigii	18.259	24.199
Provizioane pentru contracte mandat	483	8.405
Provizioane pentru garanții acordate clienților	5.732	3.341
Alte provizioane	1.540	2.454
Total	26.014	38.399

La 30 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, evoluția provizioanelor se prezintă astfel:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	38.399	35.953
Recunoaștere provizion	2.391	7.778
Reluare provizion	(14.776)	(5.331)
Total	26.014	38.399

Provizioanele pentru litigii, în sumă de 18.259, aflate în sold atât la 30 iunie 2026, cât și 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 **483** la data de 30 iunie 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 iunie 2026 și 31 decembrie 2025, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	15.496	15.967
TVA de plată	3.188	2.485
Impozit pe salarii	2.816	2.882
Alte impozite de plată	2.299	1.252
Total	23.799	22.585

La 30 iunie 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 iulie 2026, (mai puțin suma de 8.145 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 iunie 2026, respectiv 30 iunie 2025 se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	84.023	36.441
Cheltuiala/(Venitul) din impozitul amânat	6.104	3.018
TOTAL	90.127	39.459

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 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 semestrului I 2026 și semestrului I 2025 se prezintă, astfel:

	Tarif pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport (TG)	Tarif pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL)	Tarif pentru serviciul de sistem
Ordin nr. 74/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 iunie 2026	3,63	36,45	-
Ordin nr. 73/16.12.2025 pentru perioada 01 ianuarie – 30 iunie 2026	-	-	14,70
Ordin nr. 21/27.05.2025 pentru perioada 01 iunie – 30 iunie 2025	-	-	7,04
Ordin nr. 99/20.12.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 30 iunie 2025	3,29	33,03	-
Ordin nr. 57/28.08.2024 pentru perioada 01 ianuarie – 31 mai 2025	-	-	11,51

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Începând cu 01 ianuarie 2025 ANRE aprobă tariful pentru serviciul de transport numai pe cele două componente: tariful de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și tariful pentru extragerea energiei electrice din rețele (TL), în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 68/2024 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare.

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor în semestrul I 2026, respectiv semestrul I 2025 se prezintă, astfel:

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Cantitatea de energie electrica livrata consumatorilor (MWh)	25.270.624	25.871.125

Veniturile din exploatare realizate în semestrul I 2026 și semestrul I 2025 se prezintă, astfel:

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Venituri din serviciul de transport	1.002.848	925.350
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	262.920	151.279
Venituri din energia reactivă	681	1.454
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	20.934	14.415
Venituri din tranzacții CPT	18.560	26.083
Venituri din serviciul de transport – total	1.305.942	1.118.580
Venituri din servicii de sistem	374.293	281.353
Venituri din ajutoare de avarie	16.226	269
Venituri din servicii de sistem – total	390.519	281.622
Venituri pe piața de echilibrare	1.515.438	1.490.519
Venituri din alte prestații și alte venituri de exploatare	84.719	39.656
Alte venituri	84.719	39.656
Total venituri din exploatare	3.296.619	2.930.377

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 77.498, determinată de majorarea tarifului pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,32%, respectiv cu 600.501 MWh.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 față de semestrul I 2025, în sumă de 111.641, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Astfel, creșterea din perioada analizată a fost influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Licitațiile pe granița România-Serbia, licitațiile pe termen lung pe granițele cu Ungaria și Bulgaria și cele pe termen scurt pe granițele cu Moldova și Ucraina sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

În data de 8 iunie 2022, a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

de calcul a capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

Începând cu data de 27 octombrie 2021, granița România - Bulgaria a fost integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), capacitatea transfrontalieră dintre România și Bulgaria fiind alocată implicit.

Începând cu noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling). Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitațiile intrazilnice explicite sunt numai pe granițele cu Serbia și Moldova, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria). În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr. 01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – “IDA” care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței. În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 68/2024 și al Regulamentului (UE) 2019/943 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

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

Extinderea cuplării piețelor are ca efect uniformizarea prețului energiei în Europa, acesta fiind și unul dintre obiectivele principale ale Regulamentului (UE) 2015/1222 „de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”.

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Republica Moldova. În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare, cum s-a întâmplat în luna februarie 2026.

Astfel, în semestrul I 2026, veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat o creștere de 6.519 comparativ cu semestrul I 2025, cu următoarele mențiuni:

- schimburile de energie cu țările perimetrice s-au redus ușor, cu aproximativ 1% (de la 1.271.472 MWh în 2025 la 1.258.018 MWh în 2026);
- valoarea tarifului pentru schimburile cu țările 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 excepțional au fost înregistrate venituri și din decontarea pentru luna februarie 2026.

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute, în principal, din vânzarea energiei în excedent la preț pozitiv și din achiziția energiei de deficit la preț negativ, rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt (pe fiecare interval de decontare) pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și, respectiv, din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat (pe fiecare interval de decontare) pe Piața de Echilibrare. Aceste venituri au fost mai mici în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 7.523.

Diminuarea veniturilor CPT obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică în perioada analizată a fost determinată de scăderea energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză cât mai aproape de momentul livrării.

Veniturile CPT obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost semnificativ mai mici decât cele înregistrate în perioada similară a anului precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici și chiar negative pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Venituri din servicii de sistem

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 92.940, determinată de majorarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 2,32%, respectiv cu 600.501 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 semestrul I 2026, s-au acordat ajutoare de avarie în sumă totală de 16.226, 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. Aceste venituri au fost mai mari în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 cu suma de 15.957.

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o creștere în semestrul I 2026 față de semestrul I 2025, cu suma de 24.919, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidrolicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- înregistrarea unui trend creștere accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală.

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

- ✓ contextul național și cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcționării pieței de echilibrare;
- ✓ contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică;
- ✓ evoluția consumului și impactul prosumatorilor asupra pieței de energie electrică;
- ✓ prognozele de precipitații și de temperatură;
- ✓ evoluția producție solare și eoliene;
- ✓ evoluția hidrolicității;
- ✓ evoluția producției și a consumului de energie electrică la nivel național;
- ✓ comportamentul participanților la piață;
- ✓ evoluția contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

15. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI ȘI PIAȚA DE ECHILIBRARE

Cheltuielile realizate în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025 se prezintă, astfel:

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	355.848	288.041
Cheltuielile cu congestiile	500	-
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET	18.351	20.630
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)	18.251	17.443
Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)	22.966	31.959
Total cheltuieli operaționale	415.916	358.073
Cheltuieli privind serviciile de sistem	292.580	234.590
Cheltuieli privind piața de echilibrare	1.512.131	1.490.940
Total	2.220.627	2.083.603

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic

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

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (2) lit. a) și ale art. 45 alin. (3) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 și Ordinul ANRE nr. 97/2013, energia electrică necesară acoperirii CPT este asigurată pe baza prognozelor furnizate de DEN prin încheierea de contracte pe termen lung (bilaterale sau pe piețele centralizate administrate de OPCOM și/sau Bursa Română de Mărfuri). Reglajul zilnic al cantităților de energie electrică necesare, pe bază de prognoze îmbunătățite, se face cu o zi înainte prin achiziție de pe PZU sau în ziua livrării de pe PI. Diferența dintre energia electrică efectiv consumată pentru acoperirea CPT și energia achiziționată reprezintă dezechilibre care sunt acoperite automat de PE, printr-o parte responsabilă cu echilibrarea (PRE).

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 67.807 în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică, la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- pe ansamblul semestrului I al anului 2026 cantitatea necesară CPT în RET a crescut cu circa 16% 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;
- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU a fost cu 34 lei/MWh mai mare în semestrul I al anului 2026 (585,46 lei/MWh) față de perioada similară a anului 2025 (550,79 lei/MWh). Prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Instabilitatea energetică generată de conflictele din Ucraina și Iran sporește gradul de volatilitate al prețului pe Piața pentru Ziua Următoare, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână (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 și incertitudine, putând varia de exemplu între -60.815,47 lei/MWh (27.04.2026) și 19.268,43 lei/MWh (18.06.2026).

Cheltuieli cu congestiile

În semestrul I 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 stații

În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, CNTEE Transelectrica SA trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice de înaltă tensiune ce se află în administrarea Companiei. Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu suma de 2.279 în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În semestrul I 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 semestrul I 2025. Prin deciziile ANRE nr. 2676/16.12.2025 și nr. 2677/16.12.2025, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2026, pentru societățile Distribuție Energie Oltenia S.A și Rețele Electrice România S.A.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din țările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În semestrul I 2026, aceste cheltuieli au fost mai mici cu 8.993 față 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 creștere în semestrul I 2026 comparativ cu semestrul I 2025, în sumă de 57.990.

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 conformitate cu prevederile Ordinul ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale ANRE publicat în MO nr. 1196/17.12.2021, cu modificările și completările ulterioare.

În semestrul I 2026, s-a achiziționat capacitate de echilibrare prin procedură concurențială în baza necesarului stabilit de DEN pentru menținerea stabilității SEN.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în semestrul I al anului 2026, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada ianuarie – iunie 2026.

Pentru perioada următoare a anului 2026 facem următoarele precizări:

- ✓ cantitatea de rezerve de capacitate de echilibrare (RRFa, RRFm, la creștere și 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 iulie – decembrie estimăm o menținere a prețului de achiziție la reducere de putere datorită intensificării concurenței între participanții existenți;
- ✓ estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul CNTEE Transelectrica SA, îl vor avea contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică, cadrul de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică și evoluția prețurilor pe piața de echilibrare.

Cheltuieli privind piața de echilibrare

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în semestrul I 2026, în sumă de 1.512.131, au fost mai mari, respectiv cu suma de 21.190 față de cele realizate în semestrul I 2025. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață și sunt influențate semnificativ de evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național, contextul european de evoluție al pieței de energie electrică și modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare.

16. AMORTIZARE

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	160.073	147.019
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	5.100	4.478
Total	165.173	151.497

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de **160.073**, mai mari cu 13.054 comparativ cu semestrul I 2025, reprezintă amortizarea înregistrată în semestrul I 2026, calculată la valoarea contabilă 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 **5.100** au fost mai mari cu 623 față de semestrul I 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 iunie 2026	30 iunie 2025
Cheltuieli cu personalul, din care:	260.245	263.416
<i>Cheltuieli cu salariile personalului</i>	224.998	224.311
<i>Cheltuieli sociale</i>	6.265	5.693
<i>Cheltuieli cu tichetele acordate salariaților</i>	13.154	11.958
<i>Cheltuieli aferente contractului de mandat și a altor comitete, comisii</i>	2.854	3.240
<i>Cheltuieli privind asigurările și protecția socială</i>	21.224	18.540
<i>Provizioane constituite/(reversări) pentru cheltuieli salariale și asimilate</i>	(8.540)	(291)
<i>Alte cheltuieli</i>	290	(34)

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în semestrul I 2026 înregistrează o diminuare comparativ cu semestrul I 2025, determinată, în principal, de reluarea la venituri a unei părți 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 plățile efectuate în baza sentințelor judecătorești 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 și protecția socială potrivit prevederilor legale aplicabile etc.

ii) Numărul salariați

La 30 iunie 2026 și 30 iunie 2025, numărul angajaților cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă astfel:

Număr salariați	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Transelectrica SA	1.992	2.031
Smart SA	572	596
Teletrans SA	241	253

18. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	79.208	78.222
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	538	602
Cheltuieli cu redevențele și chiriile	4.471	4.055
Alte cheltuieli	43.133	3.570
Total	127.350	86.448

În semestrul I 2026, aceste cheltuieli au înregistrat o creștere în sumă de 40.902 comparativ cu semestrul I 2025, determinată, în principal, de creșterea unor elemente de cheltuieli, după cum urmează:

- cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu redevența, cheltuieli privind valorificări deșeuri, cheltuieli privind energia achiziționată pentru consum administrativ, cheltuieli cu studiile și cercetările, cheltuieli privind impozitele, taxele și vărsămintele asimilate, cheltuieli privind cotizațiile internaționale, cheltuieli plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță acordate foștilor membri executivi și neexecutivi revocați, reprezentând compensații prevăzute în contractele de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024 etc.;
- înregistrarea în luna iunie 2026 de cheltuieli privind despăgubiri, reprezentând daune-interese compensatorii plătite de Companie către SN Nuclearelectrica SA, conform Sentinței civile nr. 2698/22.12.2020 a Tribunalului București – Secția 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 obligației fiscale aferente venitului majorat ca urmare a majorării bazei de impozitare, plătite de Companie către SMART SA, conform Sentinței civile nr. 768/20.03.2025 a Tribunalului București – Secția a VI-a civilă și executorie prin Decizia Civilă nr. 973A/22.05.2026 a Curții de Apel București, Secția a VI-a Civilă.

Cheltuielile cu redevențele și chiriile reprezintă sume aferente chiriilor care nu îndeplinesc criteriile de recunoaștere aferent IFRS 16 (contract concesiune, cheltuieli chirii terenuri, diverse spații) și sunt recunoscute în contul de profit și pierdere. Acestea au fost în sumă de 4.471 în semestrul I 2026, mai mari cu 416 comparativ cu semestrul I 2025 și cuprind:

- *cheltuielile cu chiriile* în sumă de 2.563, mai mari cu 287 comparativ cu semestrul I 2025;
- *cheltuielile cu redevența* în sumă de 1.908, mai mari cu 129 comparativ cu semestrul I 2025. Contractul de concesiune este pe 49 ani, redevența se plătește trimestrial și se înregistrează lunar cheltuiala cu redevența.

19. ALTE CÂȘTIGURI SAU PIERDERI

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
(Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale	(6.984)	(2.795)
(Câștiguri) / Pierderi deprecieri imobilizări corporale	-	-
(Câștiguri) / Pierderi diferențe de curs valutar activități operaționale	(127)	1.818
(Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare	(3.846)	(1.802)
Total	(10.957)	(2.779)

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

În semestrul I 2026 au fost înregistrate (Câștiguri) / Pierderi din vânzarea imobilizărilor corporale în sumă de 6.984 reprezentate, în principal, de veniturile din vânzarea mijloacelor fixe aprobate la casare (deșeuri nedezmembrate) și (Câștiguri) / Pierderi privind provizioanele pentru alte cheltuieli de exploatare în sumă de 3.846 reprezentate de reluarea la venituri a provizioanelor pentru litigii (Smart SA, Nuclearelectrica SA).

20. REZULTAT FINANCIAR NET

	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Venituri din dobânzi	11.957	6.928
Venituri din diferențe de curs valutar	1.049	689
Alte venituri financiare	72	22.173
Total venituri financiare	13.078	29.790
Cheltuieli privind dobânzile	(1.180)	(1.831)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(788)	(1.933)
Alte cheltuieli financiare	(6)	(6)
Total cheltuieli financiare	(1.974)	(3.770)
Cota parte din profit/(pierdere) a investițiilor	(179)	(145)
Rezultatul financiar net	10.925	25.875

La data de 30 iunie 2026, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (profit) în sumă de **10.925**, mai mic cu 14.950 comparativ cu semestrul I 2025, acesta fiind influențat, în principal, de diminuarea altor venituri financiare.

La 30 iunie 2026, din valoarea totală de 1.180 a cheltuielilor privind dobânzile, suma de 220 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, comparativ cu semestrul I 2025 unde în valoarea totală de 1.831 (cheltuieli privind dobânzile), suma de 362 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 investițiilor reprezintă partea din rezultatul aferent entității controlate în comun GECO Power Company. La data de 30 iunie 2026 GECO a înregistrat pierdere, cota Companiei din aceasta pierdere reprezentând astfel o cheltuială în valoare de **179**.

Cursul de schimb al monedei naționale înregistrat la 30 iunie 2026 comparativ cu cel înregistrat la 30 iunie 2025, se prezintă, astfel:

Moneda	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Lei / Euro	5,2438	5,0777

21. LITIGII ȘI CONTINGENTE

➤ **Angajamente**

La 30 iunie 2026, Compania avea angajamente în valoare de **2.273.282** (2.484.362 la 31 decembrie 2025) reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și rețehnologizarea rețelei de transport.

➤ **Litigii în curs**

Conducerea analizează periodic situația litigiilor în curs, iar în urma consultării cu reprezentanții săi legali decide necesitatea creării/anulării unor provizioane pentru sumele implicate sau a prezentării acestora în situațiile financiare.

Având în vedere informațiile existente, conducerea Grupului consideră că la data încheierii prezentelor situații nu există litigii în curs semnificative, cu excepția următoarelor:

• **REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE (RAAN)**

Dosar: 9089/101/2013

Obiect dosar: faliment

Valoare în litigiu: 19.113

Stadiu dosar: După mai multe amânări pentru continuarea procedurii falimentului, respectiv pentru încasarea creanțelor, valorificarea bunurilor, precum și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare, a fost fixat următorul termen de judecată în data de **16.09.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.517.

Dosar: 28460/3/2017

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta R.A.A.N. solicită obligarea subscrisei la plata sumei de 12.346, reprezentând contravaloare bonus perioada noiembrie 2015-aprilie 2016 și regularizare bonus în valoare de 11.024, precum și suma de 1.322, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal.

Valoare în litigiu: 12.346

Stadiu dosar: La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Suma de 12.346 a fost achitată de către Companie în mai 2024.

• **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.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (dosar nr. 5244/2/2025) prin care a solicitat următoarele:

- a) anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- b) anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- c) suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- d) cheltuieli de judecată.

Dosar: 5244/2/2025

Obiect dosar: litigii Curtea de Conturi (Legea Nr.94/1992) hotărârea nr. 47/23.01.2025

Stadiu dosar:

La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecătorească Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanța respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecătorească Pavelescu Silvia. Termen de judecată: **08.09.2026**

• **OPCOM**

Dosar: 22567/3/2019

Obiect dosar: Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta CNTEE Transelectrica SA a solicitat instanței ca prin hotărârea ce o va pronunța să dispună:

- obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 4.517, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloarea TVA-ului aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții "Electricity Market Project";
- obligarea părții OPCOM SA la plata sumei de 1.294 aferentă facturilor TEL 19 T00 nr. 17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019, reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.
- obligarea părții OPCOM SA la plata cheltuielilor de judecată.

Valoare în litigiu: 5.811

Stadiu dosar:

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Transelectrica a declarat apel.

Soluția CAB conform hotărârii nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11 cu titlu de cheltuieli de judecată. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. . În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. **Definitivă.** Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou 22567/3/2019* cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 29 cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025. Transelectrica **a declarat recurs.**

La termenul din 24.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Pentru sumele prezentate mai sus, Compania 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 la suma de 2.316. Micșorarea numărului de acțiuni deținute de Transelectrica la OPCOM.

Stadiu dosar: În data de 07.11.2023 Soluția TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată.

OPCOM a declarat apel. La termenul de judecată din data de 13.03.2025 a fost respins apelul ca nefondat și a fost obligată reclamanta la plata către stat a sumei de 180 reprezentând taxa judiciară de timbru.

OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosar: 44380/3/2024

Obiect dosar: pretenții și încheiere act adițional, cval. servicii calculare drepturi de încasat și obligații de plată ale tranzacțiilor realizate de PRE și PPE plus dobândă legală

Valoare în litigiu: 2.914 ce reprezintă contravaloarea serviciilor prestate de către OPCOM în favoarea Transelectrica în temeiul Contractului nr. C 707/2022, pentru calcularea drepturilor de încasat și a obligațiilor de plată ale tranzacțiilor realizate de participanții la piața de echilibrare și ale dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea în perioada 01.01.2023 - 29.02.2023.

Stadiu dosar: După mai multe amânări s-a stabilit următorul termen de judecată în data de **29.09.2026**.

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

• **CONAID COMPANY SRL**

Dosar: 36755/3/2018

Obiect dosar: pretenții și constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012

Valoare în litigiu: 17.216 paguba suferită și 100.000 euro beneficiu nerealizat estimat

Stadiu dosar:

Soluția TMB: Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescristă. Conaid a declarat apel.

Soluția CAB: Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului.

Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă.**

Pentru suma de 17.216 lei CNTEE Transelectrica a constituit provizion în anul 2019.

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosar: 2494/115/2018* / 2494/115/2018**

Obiect dosar: pretenții sumă reprezentând chirii teren aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adaugă dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă

Valoare în litigiu: 17.038

Stadiu dosar: La termenul din 27.02.2025 instanța respinge excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de

acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica S.A. Califică excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. Respinge cererea de chemare în judecată formulată de pârâtul Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica S.A.

Municipiul Reșița a declarat apel. La termenul din data de **06.05.2026**, instanța a anulat apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 150/27.02.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018**. A respins apelul formulat de apelanta-reclamantă UAT Municipiul Reșița prin Primar în contradictoriu cu intimata-pârâtă Transelectrica împotriva sentinței civile nr. 595/29.05.2025 pronunțate de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** ca nefondat. A respins cererea intimăteii-pârâte având ca obiect obligarea apelantei-reclamante la plata cheltuielilor de judecată ca nefondată.

Compania este implicată în litigii în contradictoriu cu SMART după cum urmează:

Dosar: 15561/3/2022

Obiect dosar: SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 4.467 reprezentând cuantumul obligațiilor fiscale aferente veniturilor majorate ca urmare a majorării bazei de impozitare rezultată din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + cheltuieli de judecată.

Valoare în litigiu: 4.467

Stadiu dosar: La termenul din 20.03.2025 instanța admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467 precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.194 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51 cu titlu de taxa de timbru și suma de 3.000 lei cu titlu de onorariu de expert. Transelectrica **a declarat apel**.

La termenul din 22.05.2026 instanța respinge apelul ca nefondat. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare.

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. 768/20.05.2025, 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 Bacău, 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 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 iunie 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 AFILIAATE

i) Părți afiliate – tranzacții

Tranzacțiile desfășurate în S1 2026 și S1 2025 cu părțile afiliate sunt detaliate, după cum urmează:

Entitatea afiliată	Vânzări		Achiziții	
	30 iunie 2026	30 iunie 2025	30 iunie 2026	30 iunie 2025
FORMENERG SA	-	-	-	3
TOTAL	-	-	-	3

În timpul anului 2025 societatea Formenerg a fuzionat cu societatea Teletrans, așa cum a fost menționat anterior.

ii) Părți afiliate – tranzacții cu alte companii aflate în proprietatea statului

Compania este o entitate cu capital majoritar de stat.

Valoarea tranzacțiilor Companiei cu entitățile controlate de Stat sau asupra cărora statul exercită o influență semnificativă reprezintă o parte importantă a vânzărilor și cumpărărilor înregistrate în anul încheiat la 30 iunie 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		Datorii comerciale	
	30 iunie 2026	30 iunie 2025	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Hidroelectrică	497.663	369.959	211.626	106.431
Electrocentrale București	186.588	110.764	689	232
Complexul Energetic Oltenia	134.118	217.761	46.651	62.567
Nuclearelectrică	75.675	261	15.138	17
Societate Electrocentrale Craiova	41.166	57.391	2.708	4.035
Termo Ploiești	33.734	22.285	6.788	-
Thermoenergy Group SA	15.256	11.845	1.469	818
Termoficare Oradea SA	7.011	15.055	2.635	1.234
SCE Valea Jiului SA	4.357	5.355	1.980	584
SNGN Romgaz SA	4.024	4.175	1.413	855
OPCOM SA	1.332.344	1.056.866	264.459	98.760
TOTAL	2.331.936	1.871.717	555.557	275.533

Client	Vânzări		Creanțe comerciale*)	
	30 iunie 2026	30 iunie 2025	30 iunie 2026	30 iunie 2025
Hidroelectrică	548.957	290.399	176.322	83.855
Complexul Energetic Oltenia	61.892	59.478	20.270	12.685
Electrificare CFR SA	18.531	15.503	6.289	4.231
Nuclearelectrică SA	15.799	13.640	3.667	4.766
SNGN Romgaz SA	14.320	13.680	9.531	782
SCE Valea Jiului SA	13.993	7.695	1.960	2.888
Societate Electrocentrale Craiova	12.799	6.243	577	916
Electrocentrale București	7.974	5.329	791	470
Thermoenergy Group SA	1.570	868	127	143
CET Govora SA	827	822	28.403	28.564
OPCOM SA	744.891	1.009.433	271.233	88.540
TOTAL	1.441.553	1.423.091	519.168	227.840

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

*) Creanțele comerciale sunt prezentate la valoarea brută.

Tipurile de tranzacții desfășurate în S1 2026 și S1 2025 cu Opcom reprezintă tranzacții de vânzare-cumpărare de energie electrică.

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 iunie 2026	Valoarea netă 31 decembrie 2025
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.669.562	2.422.234
Alte creanțe nete și avansuri către fz	719.935	552.154
TVA de recuperat	253.340	396.616
Numerar și echivalente de numerar	1.592.446	761.192
Total	5.235.283	4.132.195

Situația vechimii **creanțelor** (*creanțe comerciale nete*) la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 30 iunie 2026	Ajustare depreciere 30 iunie 2026	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025
Neajunse la scadență	2.546.150	10	2.322.978	10
Scadența depășită între 1 – 30 zile	8.608	-	(703)	-
Scadența depășită 31 – 90 zile	1.486	-	1.666	-
Scadența depășită 90 – 180 zile	25.871	-	9.826	160
Scadența depășită între 180 – 270 zile	511	571	642	-
Scadența depășită între 270 – 365 zile	9.504	9.488	22	-
Mai mult de un an	215.955	128.454	214.784	126.811
Total	2.808.085	138.523	2.549.214	126.980

Situația vechimii **altor creanțe** (*alte creanțe nete, avansuri către fz, tva de recuperat*) la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

CNTEE TRANSELECTRICA SA - IFRS UE
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 30 Iunie 2026
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Valoarea brută 30 iunie 2026	Ajustare depreciere 30 iunie 2026	Valoarea brută 31 decembrie 2025	Ajustare depreciere 31 decembrie 2025
Neajunse la scadență	940.812	-	905.613	330
Scadența depășită între 1 – 30 zile	155	-	71	-
Scadența depășită 31 – 90 zile	1.950	-	627	-
Scadența depășită 90 – 180 zile	2.808	330	17.923	325
Scadența depășită între 180 – 270 zile	3.201	99	6.869	41
Scadența depășită între 270 – 365 zile	8.398	1.467	680	331
Mai mult de un an	88.121	70.274	88.750	70.737
Total	1.045.445	72.170	1.020.533	71.764

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea clienților** se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	126.981	128.066
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	11.554	2.598
Reluare ajustări pentru depreciere	11	3.683
Sold la sfârșitul perioadei	138.523	126.981

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe** se prezintă, după cum urmează:

	30 iunie 2026	31 decembrie 2025
Sold la 1 ianuarie	71.764	73.033
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	1.241	1.725
Reluare ajustări pentru depreciere	834	2.994
Sold la sfârșitul perioadei	72.170	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

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 Nuclearelectrică 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 rezilienței Sistemului Electroenergetic Național.

Dețineri 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 piață, Notificarea Allianz SE., înregistrată în Companie cu 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.

Închirierea unui spațiu într-o clădire de birouri

La data de 26 iunie 2026 a fost semnat contractul C390/26.06.2026 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 11.781.330 euro (fara TVA) pentru suprafața de 9.395 mp și 58 locuri de parcare.