

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Raport trimestrial
Ianuarie – Martie 2025



	Cifre cheie	3
	Date financiare	4
	Date operaționale	19
	Dezvoltare RET	23
	Evenimente semnificative	29
	Alte aspecte	35
	Anexe	43

RAPORT PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ

A CNTEE "TRANSELECTRICA" SA

conform prevederilor art. 63 din legea nr.24/ 2017 modificată prin legea 11/2025 privind piața de capital și Regulamentul nr.5/ 2018 emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară (ASF)

pentru perioada încheiată la data de 31 martie 2025

Data raportului:	14 mai 2025
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:	3.141.039.634,70 lei (42,85 lei/acțiune la 31.03.2025)
Standardul contabil aplicat:	Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr.2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, în baza Standardul Internațional de Contabilitate 34 - "Raportarea Financiară Interimară"
Auditarea:	Situațiile financiare trimestriale întocmite la data de 31.03.2025 nu sunt auditate. Sumele corespunzătoare datei de 31 decembrie 2024 sunt auditate de auditor financiar extern.

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, situațiile financiare interimare separate la data și pentru perioada de 3 luni încheiată la 31 martie 2025 au fost întocmite în conformitate Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr.2844/2016, pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară, cu modificările și completările ulterioare, 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, 06 mai 2025

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte Directorat**

**Victor
MORARU**

**Membru
Directorat**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Cosmin-Vasile
NICULA**

**Membru
Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie T1 2025 vs T1 2024

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

1.411	mil lei	▼	-29%	Venituri
			y/y	
281	mil lei	▲	32%	EBITDA
			y/y	
158	mil lei	▲	52%	Profit net
			y/y	
13,57	TWh	▲	2,6%	Energie tarifată**
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,11%	*	▼	- 0,11	pp	CPT
			y/y		
11,37	TWh	▲	0,1%		Energie transportată***
			y/y		

INVESTIȚII

73	mil lei	▼	-35%	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
			y/y	
52	mil lei	▼	-77%	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)
			y/y	

CPT - Consum Propriu Tehnologic

* Ponderea consumului propriu tehnologic în energia electrică preluată de rețeaua electrică de transport (energia transportată). Datele la luna martie 2025 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 preliminare la 31 martie 2025 este prezentată mai jos. Rezultatele financiare trimestriale la 31.03.2025 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]	T1 2025	T1 2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	13,57	13,23	0,3	2,6%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	587	532	55	10%
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:	576	506	71	14%
Tarif reglementat	487	424	62	15%
Alte venituri din PE*	21	36	(16)	(43%)
Interconexiune	69	45	24	53%
Alte venituri	11	26	(16)	(60%)
Costuri operaționale	(364)	(338)	(25)	(7%)
Cheltuieli privind operarea sistemului	(189)	(169)	(20)	(12%)
Reparații și mentenanță	(26)	(24)	(2)	(9%)
Cheltuieli cu personalul	(96)	(87)	(9)	(10%)
Alte costuri	(52)	(58)	6	11%
EBITDA	223	194	30	15%
Amortizare	(94)	(85)	(9)	(11%)
EBIT	129	109	20	19%
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	824	1.456	(632)	(43%)
V.Servicii de sistem	158	124	34	27%
V.Piața de echilibrare	667	1.332	(666)	(50%)
Costuri operaționale	(767)	(1.438)	671	47%
C.Servicii de sistem	(100)	(105)	5	5%
C.Piața de echilibrare	(667)	(1.332)	666	50%
EBIT	57	18	39	n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	1.411	1.988	(577)	(29%)
Costuri operaționale	(1.131)	(1.776)	645	36%
EBITDA	281	212	68	32%
Amortizare	(94)	(85)	(9)	(11%)
EBIT	187	127	59	47%
Rezultat financiar	1	(0,08)	1	n/a
EBT	188	127	60	47%
Impozit pe profit	(30)	(24)	(6)	(26%)
Profit net	158	103	54	52%

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

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

Situția separată a poziției financiare				
[mil RON]	T1 2025	2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	5.751	5.775	(23)	(0,4%)
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	4	6	(2)	(33%)
Imobilizări necorporale	290	312	(23)	(7%)
Imobilizări financiare	90	86	4	4%
Total active imobilizate	6.135	6.179	(44)	(0,7%)
Active circulante				
Stocuri	46	47	(1)	(3%)
Creanțe	2.922	3.779	(857)	(23%)
Numerar și echivalente	821	672	150	22%
Total active circulante	3.789	4.497	(708)	(16%)
Total active	9.924	10.676	(753)	(7%)
Capitaluri proprii	5.973	5.815	158	3%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	621	537	84	16%
Împrumuturi pe termen lung	8	8	-	-
Alte datorii pe termen lung	335	338	(3)	(1%)
Total datorii pe termen lung	964	883	81	9%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	2.845	3.862	(1.016)	(26%)
Împrumuturi pe termen scurt	18,4	24,3	(5,9)	(24,4%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	4	7	(2)	(33%)
Alte datorii pe termen scurt	73	73	-	-
Impozit pe profit de plată	46	12,6	33,0	n/a
Total datorii curente	2.987	3.978	(991)	(25%)
Total datorii	3.951	4.861	(910)	(19%)
Capitaluri proprii și datorii	9.924	10.676	(753)	(7,1%)

Situția separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	T1 2025	T1 2024	Δ	Δ (%)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	239	12	226	n/a
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(80)	(109)	28	26%
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(9)	40	(49)	n/a
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	150	(57)	206	n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	672	519	152	29%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	821	463	358	77%

REZULTATE OPERAȚIONALE

I. Volumul de energie tarifat

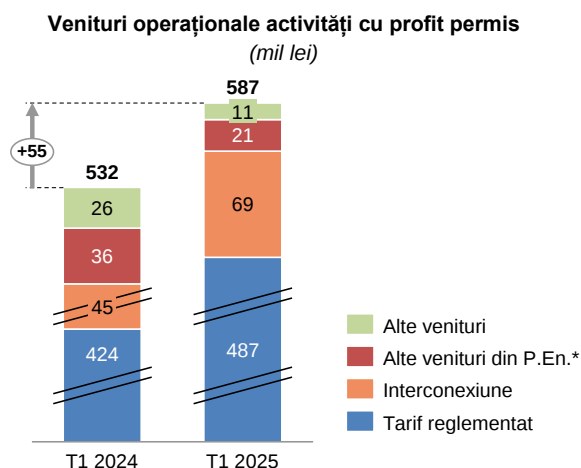
În T1 2025, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (13,57 TWh) a înregistrat o ușoară creștere de 2,6% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 (diferența între cele două perioade fiind de 0,3 TWh).

Segmentul profit permis

Venituri operaționale



Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere cu 10% a veniturilor (587 mil lei în T1 2025 față de 532 mil lei în T1 2024) în principal pe fondul creșterii veniturilor din tariful reglementat, în contextul creșterii cantității tarificate de energie (+2,6%), a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune și a veniturilor din ITC.



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

Creșterea veniturilor din transport și alte venituri din piața de energie (576 mil lei în T1 2025 față de 506 mil lei în T1 2024) a fost influențată în principal, de creșterea cantității de energie electrică, cât și de tariful aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a **veniturilor din tariful reglementat** cu 62 mil. lei (+15%) față de aceeași perioadă a anului precedent.

În intervalul ianuarie-martie 2025 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere, de la 45 mil lei în T1 2024 la 69 mil lei în T1 2025.

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 explicate - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) sunt implicate - 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.

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”.

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC) au fost la T1 2025 în sumă de 8,4 mil lei, mai mari (+4,2 mil lei), comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024 când au fost 4,2 mil lei și provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu

țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova.

Începând cu data de 01 iulie 2024, Ucraina a aderat la mecanismul ITC și nu a mai fost considerată țară perimetrică. Ca urmare, schimburile luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova. În general, România este țară plătitore în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare.

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru consumul propriu tehnologic (CPT) au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent 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 T1 2025, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (11,1 mil lei) mai mici comparativ cu perioada similară a anului 2024 (28,5 mil lei), respectiv cu suma de -17,4 mil lei.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică au fost cu circa 15% mai mici decât veniturile realizate în perioada similară a anului precedent, iar cele obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost de circa 3 ori mai mici, având în vedere că aproape 50% din CPT necesar a fost achiziționat pe piețele pe termen scurt, iar cantitățile disponibile pentru vânzare pe PI au fost cu 40% mai mici. 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 ajutoare de avarie

În intervalul ianuarie-martie 2025 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 0,3 mil lei comparativ cu 3 mil lei venituri înregistrate în ianuarie-martie 2024. În T1 2025 au fost acordate ajutoare de avarie către Serbia (luna martie) pe fondul opririlor accidentale de grupuri din această țară.

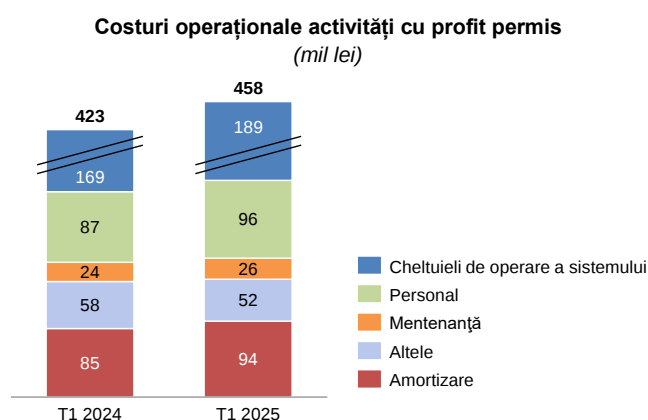
Venituri din capitalizarea consumului propriu tehnologic (CPT)

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Astfel, Compania a înregistrat în T1 2025 venituri din capitalizarea CPT în sumă de 0,9 mil lei (față de 7,4 mil lei venit înregistrat în T1 2024), reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 31 martie 2025.

Cheltuieli operaționale

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere cu 8% (458 mil lei în T1 2025 față de 423 mil lei T1 2024), fiind influențată în principal de creșterea cheltuielilor privind operarea sistemului, a cheltuielilor cu mentenanța și reparații RET, a cheltuielilor cu personalul și a amortizării.



Din categoria **cheltuielilor de operare a sistemului** impact au avut cheltuielile cu achiziția CPT, cheltuieli ITC, cheltuielile privind consumul de energie - consum servicii interne stații din RET.

CPT: În intervalul ianuarie-martie 2025 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic au fost în sumă de 158 mil lei, mai mari cu 11% (+15 mil lei) comparativ cu suma de 143 mil lei înregistrată în T1 2024, 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;
- În primul trimestru al anului 2024, CNTEE Transelectrica SA a achiziționat energie electrică pentru acoperirea a 75% din cantitatea aferentă prognozei de consum propriu tehnologic (CPT) prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE), la prețul reglementat de 450

lei/MWh. Începând cu 01.04.2024, mecanismul de achiziție centralizată a energiei electrice MACEE a fost modificat prin OUG nr. 32/2024, în sensul:

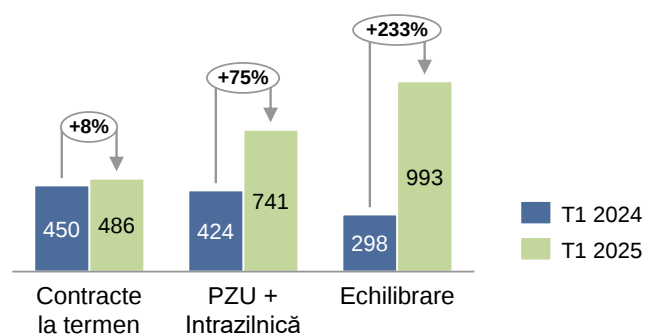
- ✓ reducerii prețului de achiziție reglementat la valoarea de 400 lei/MWh
- ✓ eliminării obligativității de participare a producătorilor la mecanism
- ✓ modificării perioadei de aplicare a mecanismului de la 31.03.2025 la 31.12.2024
- ✓ permiterii participării la mecanism și a altor producători, cu capacități de producție mai mici de 10MW.

Modificările introduse prin OUG 32/2024 au condus spre o ieșire treptată din schema de sprijin și o revenire la mecanismele de piață concurențiale. Ca urmare, începând cu 01.01.2025, energia necesară acoperirii CPT a fost achiziționată în proporție de circa 50% prin contracte bilaterale, la un preț mediu de 485,59 lei/MWh.

- 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, dar situându-se totuși sub valorile maxime din anul 2024. Consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost mai mic cu circa 12 GWh (-5%) față de perioada similară a anului 2024, conducând la costuri rezultate din acoperirea dezechilibrelor de energie pe această piață cu 14% mai mici față de aceeași perioadă a anului 2024.
- Eliminarea mecanismului MACEE, creșterea consumului și temperaturile scăzute din luna februarie 2025, care au condus la creșterea importurilor în contextul unei producții hidro mai scăzute, au condus la o creștere a prețurilor energiei pe piețele pe termen scurt față de perioada similară a anului 2024. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe piețele pe termen scurt în perioada ianuarie – martie 2025 a fost de 741 lei/MWh, mai ridicat decât prețul anului T1 2024.
- Prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână.

Prețul mediu net al energiei achiziționate pe toate piețele în T1 2025 a fost 612 lei/MWh, mai mare față de prețul din perioada similară a anului 2024, respectiv 436 lei/MWh.

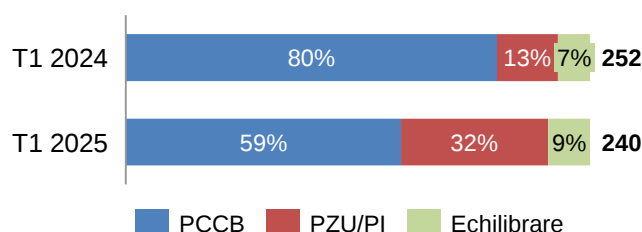
Prețuri medii de achiziție*
(lei/MWh)



*prețul mediu s-a calculat la valoarea netă (achiziții – vânzări)

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 perioada ianuarie-martie 2025 aceste cheltuieli au fost mai mari cu 7 mil lei comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent. Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între TSO-urile care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E.

Factorii care influențează valorile costurilor/veniturilor cu mecanismul ITC sunt schimburile de energie electrică – import, export, tranzit pe liniile de interconexiune ale SEN, corelate cu fluxurile de energie electrică tranzitate la nivelul tuturor țărilor participante la mecanism.

Cheltuieli privind consumul de energie - consum servicii interne stații din RET

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 1,6 mil lei în T1 2025 (12,6 mil lei) comparativ cu T1 2024 (14,2 mil lei).

Din categoria “**Alte costuri**” în valoare de 50,6 mil lei (o scădere de 6 mil de lei în perioadele analizate) cele care au avut impact în perioada analizată sunt:

- diminuarea unor elemente de *alte cheltuieli*, cum ar fi: pierderi din creanțe și debitori diverși (- 1 mil lei), ch. privind mărfurile (-2 mil lei), ch. privind consumul administrativ de energie (-1 mil lei), cheltuieli privind activele imobilizate (- 3 mil).
- creșterea *cheltuielilor cu serviciile executate de terți* cu +2 mil lei.

Cheltuielile cu reparații și mentenanța au fost în sumă de 26 mil lei, mai mari cu 2 mil față de T1 2024.

Începând cu anul 2025, prin Decizia ANRE nr. 2624/10.12.2024 pentru aprobarea modalității de acoperire a cheltuielilor prognozate pentru anul 2025 din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră, s-a aprobat efectuarea cheltuielilor de mentenanță RET pentru anumite proiecte de mentenanță majoră și mentenanță minoră, din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

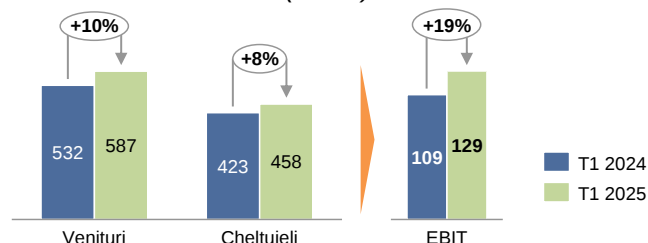
Cheltuielile cu amortizarea prezintă o creștere cu 9 mil lei influențată în principal de înregistrarea cheltuielilor cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale (+4 mil lei), calculată la valoarea reevaluată a imobilizărilor corporale la 31 decembrie 2023, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Totodată în T1 2025 cheltuielile cu amortizarea activelor necorporale-CPT suplimentar sunt în valoare de 22,7 mil lei și prezintă o creștere față de T1 2024 (+5 mil). 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 capitalizează 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 129 mil lei în T1 2025 în creștere față de rezultatul în sumă de 109 mil lei realizat în T1 2024, în condițiile în care veniturile operaționale au crescut cu 55 mil lei, corelate cu o creștere mai mică a cheltuielilor (inclusiv amortizarea), respectiv cu 35 mil lei.

Structura EBIT activități profit permis
(mil lei)



Segmentul zero profit

Segmentul **activităților zero-profit** au înregistrat o scădere a **veniturilor** (-632 mil lei) de la 1.456 mil lei din T1 2024 la 824 mil lei în T1 2025, determinată în principal de diminuarea veniturilor pe piața de echilibrare (-666 mil lei) datorită prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, concomitent cu aprecierea veniturilor din servicii de sistem (+34 mil lei), la tariful aprobat de ANRE, comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul creșterii cantității cu 2,6%.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o diminuare semnificativă a **costurilor** (-671 mil lei) determinată de valoarea diminuată a cheltuielilor pe piața de echilibrare.

Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare au fost de peste 2 ori mai mici în T1 2025 față de T1 2024.

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;
- s-a înregistrat o continuare de creștere accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- o îmbunătățire a 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 2025 este important să se evalueze corect echilibrul producție-consum, iar cele mai importante elemente care vor avea un impact semnificativ asupra evoluției pieței de echilibrare sunt:

- contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică,
- cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcționării pieței de echilibrare,

- evoluția consumului și impactul prosumatorilor asupra pieței de energie electrică,
- prognozele de precipitații și de temperatură,
- evoluția producției 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 27% comparativ cu perioada similară a anului trecut (158 mil lei în T1 2025 față de 125 mil lei în T1 2024), determinată de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor (+2,6%) la tarifele aprobate de ANRE pentru aceste servicii.

Achiziția serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare se efectuează de Companie de la producători în scopul asigurării menținerii nivelului de siguranță în functionare a SEN și a calității energiei electrice transportată la parametri ceruți de normele tehnice în vigoare.

Contractarea acestor servicii se realizează:

- în regim reglementat, în baza Hotărârilor de Guvern și a Deciziilor Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (ANRE);
- prin mecanisme concurențiale.

Achiziția serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare se realizează în regim concurențial prin licitații zilnice, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019.

În T1 2025, contractarea serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare în regim reglementat, s-a efectuat numai pentru energia reactivă, conform Deciziei ANRE nr. 2281/2024, fiind asigurată de către Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare** în T1 2025, a înregistrat o scădere (-5%) comparativ cu aceeași perioadă din 2024.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în Trimestrul I al anului 2025, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRFa la creștere și RRfm la reducere de putere:

- prețul mediu de achiziție în Trimestrul I al anului 2025, pentru RRFa la creștere – 63,67 lei/hMW,

- prețul mediu de achiziție în T1 2025, pentru RRFa la reducere – 66,38 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în T1 2025, pentru RRFm la creștere – 36,22 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în T1 2025, pentru RRFm la reducere 15,46 lei/hMW.

Începând cu data de 01 iulie 2024 a intrat în vigoare 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 definește noile tipuri de rezerve care vor fi achiziționate de către Companie, în conformitate cu cerințele codurilor Europene.

Pentru perioada următoare a anului 2025 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.
- estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul Transelectrica, îl vor avea cadrul de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică, evoluția prețurilor pe piața de echilibrare cât și contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică.

Rezultat operațional-zero profit

EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat pozitiv în T1 2025 în sumă de 57 mil lei, în creștere cu +39 mil lei față de rezultatul de 18 mil lei realizat în T1 2024.

Pentru activitatea de servicii de sistem, 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.

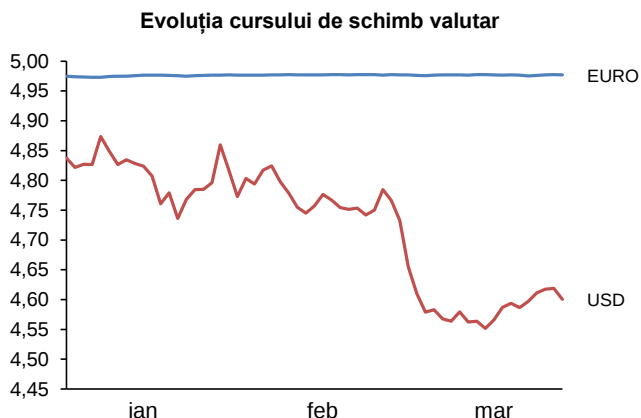
II. Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în T1 2025 în valoare netă de 1 mil lei, comparativ cu pierderea de 0,08 mil lei din aceeași perioadă a anului trecut, a fost

influențat, în principal, de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

Nivelul veniturilor și cheltuielilor din diferențele de curs valutar a fost influențat, în principal, de volumul tranzacțiilor aferente segmentului de activitate privind cuplarea piețelor coroborat cu evoluția ratelor de schimb valutar a monedei naționale în raport cu moneda euro.

Evoluția cursului de schimb RON/EUR și RON/USD în anul T1 2025 este redată în graficul următor:



III. Rezultat brut Companie (EBT)

Venituri operaționale totale

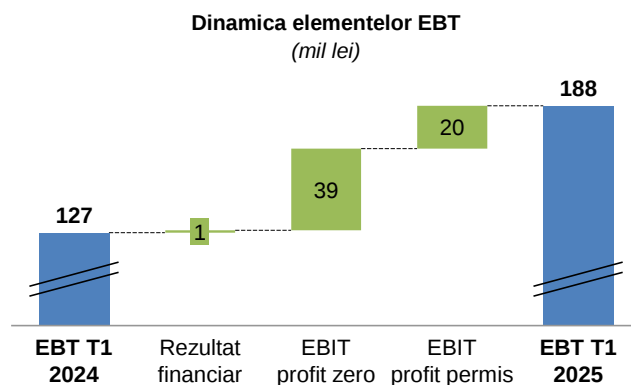
Veniturile totale operaționale realizate în T1 2025 au înregistrat o scădere în procent de 29% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (1.411 mil lei în T1 2025 față de 1.988 mil lei în T1 2024), în contextul impactului semnificativ a reducerii veniturilor din activitățile zero-profit.

Cheltuieli operaționale totale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în pe parcursul T1 2025 au înregistrat scădere cu 34% comparativ cu perioada similară a anului anterior 1.225 mil lei în T1 2025 față de 1.861 mil lei în T1 2024 în contextul impactului semnificativ a reducerii cheltuielilor din activitățile zero-profit.

Rezultatul brut a înregistrat o valoare mai mare în perioada analizată, de la 127 mil lei în T1 2024 la 188 mil lei în T1 2025, în principal datorită creșterii cu 2,6% a cantității de energie electrică livrată consumatorilor, a creșterii veniturilor din tarif reglementat, a veniturilor din interconexiune și veniturilor din servicii de sistem.

Dinamica între rezultatul înregistrat în T1 2025 comparativ cu T1 2024, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:



IV. Rezultat net

Rezultatul brut influențat cu impozitul pe profit în valoare de 30 mil lei a condus la un **rezultatul net** la sfârșitul T1 2025 în valoare de 158 mil lei, în creștere față de 103 mil lei la T1 2024.

POZIȚIA FINANCIARĂ

I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în primul trimestru din 2025 comparativ cu decembrie 2024, o diminuare în sumă de 44 mil lei, determinată în principal, de scăderea valorii nete a imobilizărilor corporale (-23,5 mil lei).

Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing – clădiri

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing. Începând cu 01.10.2020 a intrat în vigoare contractul de închiriere valabil pe o perioadă de 5 ani.

La data de 31 martie 2025, valoarea contabilă netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 4 mil lei.

Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 31 martie 2025 înregistrează un sold de 12 mil lei reprezentat de proiectele aflate în derulare, dintre care cele mai semnificative sunt:

- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, Componenta Achiziție servicii de migrare și upgrade aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 7,6 mil lei;
- Dezvoltare platforma MARI – 2,5 mil lei;

- Dezvoltare platforma PICASSO – 0,6 mil lei;
- Program off-line pt realizarea modelelor individuale de rețea, calcul regim permanent, calcul capacitate transfrontalieră, modul de conversie format CGMES (cf.cerinte ENTSO-E), în vederea programării și funcționării SEN pe div.orizonturi de timp – 1,1 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.

La 31 martie 2025, pentru primul trimestru din anul 2025, s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar în sumă de 0,9 mil lei (de natură nemonetară) reprezentând costuri suplimentare cu achiziția de energie electrică în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costul recunoscut în tarif.

Valoarea contabilă netă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 276 mil lei.

II. Active circulante

Activele circulante la 31 martie 2025 (3.789 mil lei) au înregistrat o scădere în procent de 16% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2024 (4.497 mil lei), datorată scăderii creanțelor.

Creanțele comerciale înregistrează o scădere cu 16% față de 31 decembrie 2024 (2.702 mil lei la 31 decembrie 2024 comparativ cu 2.275 mil lei la 31 martie 2025). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- **clienții din activitatea operațională** care datorită scăderii volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie au generat un sold mai mic al creanțelor din activitatea operațională (1.583 mil lei la data de 31 martie 2025 față de 1.899 mil lei la data de 31 decembrie 2024).
- **clienții – piața de echilibrare** care datorită scăderii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul I al anului 2025, față de trimestrul IV din anul 2024 a determinat și scăderea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (557 mil lei la data de 31 martie 2025 față de 668 mil lei la data de 31 decembrie 2024).

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, IBEX, MAVIR, Electrica Furnizare SA, OPCOM, RAAN, Ciga Energy SA, PPC ENERGIE SA, Hidroelectrica, JAO. Ponderea acestora este de 63,77% în total creanțe comerciale.

- **clienții - schema de sprijin**, care au înregistrat o ușoară creștere în (+0,3 mil lei) determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

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

La data de 31 martie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 133 mil lei, 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;
- supracompensare pentru 2024, în sumă de 8,6 mil lei de la Contourglobal Solutions;
- 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 etc.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2024 (suma de 8,6 mil lei) de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8,4 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2024, de la următorii producători: Bepco SRL, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Vest Energo.

Alte creanțe la data de 31 martie 2025, în sumă de 197 mil lei au înregistrat o scădere în procent de 15% (- 34 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2024 și includ în principal:

- **debitori diverși** (136 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 81 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 clienții: Romelectro (24,5 mil lei), RAAN (16,9 mil lei), Electromontaj SA (12,2 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), OPCOM (4,3 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), Multiservice G&G SRL (2,2 mil lei), Petprod (1,9 mil lei), ISPE Proiectare și Consultanță (1,1 mil lei), Electrogrup (0,6 mil lei). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări

- compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice: Arelco Power (0,99 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei) și Next Energy Partners (8,39 mil lei).
- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.
- sume primite cu caracter de subvenție în sumă de 36,6 mil lei aferentă contractelor de racordare;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 13,7 mil lei reprezentate în principal de cotizații interne și internaționale (7,9 mil lei), impozite și taxe (3,2 mil lei) polițe asigurări (1,5 mil lei) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 3,8 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților, sume ce urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansurile către furnizori achitate la 31 martie 2025 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 403 mil lei au scăzut semnificativ față de decembrie 2024 când au fost în sumă de 770 mil lei.

Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț ICP – Interim Coupling Project, SIDC - Single Intraday Coupling, SDAC - Single Day-ahead Coupling și IDA - "IntraDay Auction" (MAVIR – 324 mil lei, IBEX – 66,3 mil lei și JAO – 12,1 mil lei).

Startul cuplării de succes SDAC Single Day-ahead Coupling s-a efectuat în data de 28 octombrie 2021 și reprezintă rezultatul cooperării dintre Operatorii Desemnați ai Pieței de Energie Electrică (OPEED) și Operatorii de transport și sistem (OTS) din Bulgaria și

România, respectiv IBEX EAD, OPCOM SA, ESO EAD și Transelectrica. Scopul SDAC este de a crea o piață de energie pan-europeană unică transfrontalieră pentru ziua următoare.

În calitate de agent de transfer pentru zona de ofertare a României, CNTEE Transelectrica SA are rolul de a deconta energia tranzacționată între OPCOM SA și IBEX.

Lansarea cuplării pieței de energie pe bază de fluxuri în regiunea Core, în data de 08 iunie 2022, a reprezentat tranziția de la mecanismul de cuplare ICP – Interim Coupling Project la FBMC – Flow Based Market Coupling, optimizând 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 cadrul proiectului FBMC, Transelectrica are rolul atât de Shipper (Agent de Transfer), cât și de CCP – Central Counterparty. În calitate de CCP, Compania are sarcina de a transfera fluxurile financiare generate de fluxurile de energie electrică, urmare a procesului de cuplare.

Începând cu data de 18 Martie 2025 a fost pusă în funcțiune o noua piață cuplată de energie electrică, IDA - "IntraDay Auction", care presupune tranzacții transfrontaliere de energie electrică, între OPCOM și piețele de energie electrică din statele vecine ale UE, Ungaria și Bulgaria. Și în cadrul acestei activități, Compania își păstrează rolul de Shipper (Agent de transfer).

TVA de recuperat în sumă de 243 mil lei este aferentă deconturilor pentru perioada decembrie 2024 – martie 2025, din care până la data prezentului raport, s-a încasat suma de 67 mil lei reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare pentru luna decembrie 2024.

Ajustările de depreciere existente în sold la 31 martie 2025, calculate pentru creanțe comerciale și penalitățile aferente, sunt în valoare de 196 mil lei. Cele mai mari sunt înregistrate pentru JAO (30 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 (8,8 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners (8,4 mil lei).

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 964 mil lei la data de 31 martie 2025 au înregistrat o creștere în procent de 9% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2024 care era în sumă de 883 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 martie 2025 valoarea împrumuturilor pe termen lung, net de ratele curente, a rămas constantă față de 31 decembrie 2023, iar valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat o scădere de 24%.

În intervalul ianuarie-martie 2025, **datoriile curente** au înregistrat o diminuare în procent de 25%, de la 3.978 mil lei la 31 decembrie 2024 la 2.987 mil lei la 31 martie 2025, în principal pe fondul scăderii datoriilor comerciale și altor datorii.

Impact în evoluția datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au scăzut cu 596 mil lei și înregistrează sold în sumă de 1.657 mil lei la 31 martie 2025 față de 2.253 mil lei la decembrie 2024.

Această evoluție a fost influențată în principal de:

- *scăderea soldului datoriilor aferente activității operaționale* cu 506 mil lei 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 puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: MAVIR, IBEX, Hidroelectrică SA, OPCOM, S Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București, Joint Allocation Office, CIGA Energy SA, Bursa Română de Mărfuri, Nova Power&Gas. La 31 martie 2025, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 68,71%.

- *scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"* cu 127 mil lei a fost determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul I al anului 2025, comparativ cu trimestrul IV al anului 2024.

- *creșterea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)* cu 37 mil lei a fost determinată de achitarea valorii antesupracompensării pentru anul 2024, la termenul scadent, după data de raportare.

- **furnizorii de imobilizări** au scăzut cu un procent de 33% (-52 mil lei) datorită efectuării plăților ajunse la scadență,
- **furnizori alte activități** au scăzut de asemenea cu un procent de 15% (-12 mil lei), fiind reprezentate în principal de categoria datoriilor aferente serviciilor prestate de către terți neajunse la scadență.
- **"alte datorii"** au scăzut cu 26% (- 359 mil lei), de la soldul de 1.372 mil lei în 31 decembrie 2024 la 1.013 mil lei în 31 martie 2025.

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

- **creditori diverși** în sumă de 278 mil lei (au scăzut cu 107 mil lei față de 31 decembrie 2024) și sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie (254,4 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (15,3 mil lei), CPT-ul cauzat de tranzitele suplimentare de energie în rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV, pentru cota atribuită producătorilor care dețin centrale cu capacitate instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele de distribuție respective (4,9 mil lei), redevență trim I 2025 (1,98 mil lei),
- **clienți creditori** la data de 31 martie 2025 în sumă de 532 mil lei (au scăzut cu 302 mil lei față de 31 decembrie 2024) și reprezintă în principal sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț în valoare de 529,1,9 mil lei (*ICP-Interim Coupling Project, SIDC-Single Intraday Coupling, SDAC-Single Day-ahead Coupling, FBMC-Flow Based Market Coupling și IDA-Intra Day Auction*), de la: BRM (296,3 mil lei), IBEX (147,1 mil lei), MAVIR (51,3 mil lei), JAO (3,5 mil lei) și OPCOM (30,9 mil lei).
- **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 4,4 mil lei,
- **alte datorii pe termen scurt** în sumă de 193 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 161 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 31 mil lei.
- **alte datorii pe termen lung** în sumă de 5,6 mil lei reprezintă datoria cu impozitul minim global estimat pentru exercițiul financiar al anului 2024 aferent Grupului, ca urmare a aplicării prevederilor Legii nr. 431/2023 privind asigurarea unui nivel minim global de impozitare a grupurilor de întreprinderi multinaționale și a grupurilor naționale de mari dimensiuni.

III. Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere determinată în principal de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net în sumă de 158 mil lei, realizat la 31 martie 2025. Astfel capitalurile proprii la sfârșitul primului trimestru din 2025 sunt în valoare de 5.973 mil lei față de 5.815 mil lei la 31 decembrie 2024.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

Simbol:	TEL
ISIN:	ROTSSELACNOR9
Tip:	Acțiuni
Segment:	Principal
Categorie:	Premium
Stare:	Tranzactionabila

Trimestrul I al anului 2025 a debutat cu un preț de tranzacționare de 37,70 lei/acțiune, deschizând parcursul spre prețul maxim al perioadei de 47,95 lei/acțiune înregistrat în data de 18 februarie 2025 ce a generat acționarilor un randament maxim de aproximativ 27%.

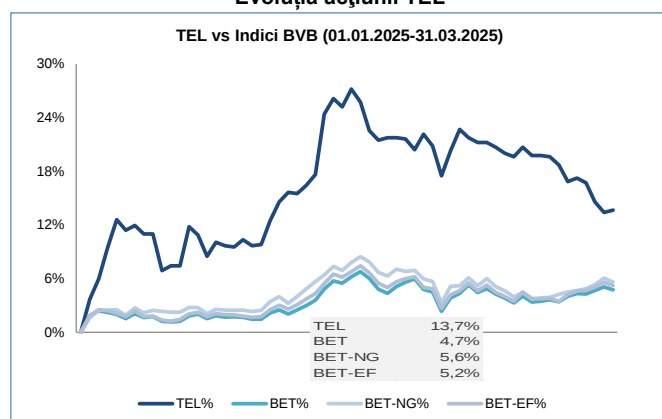
Prețul final al perioadei a adus acțiunilor TEL o capitalizare bursieră de 3.141 mil lei.

Variația randamentului acțiunilor TEL față de BET, BET-NG și BET-EF a oscilat în cadrul perioadei analizate și a înregistrat în data de 18 februarie 2025, evoluție pozitivă cu o creștere de 21 p.p. față de BET, 19 p.p. față de BET-NG și 20 p.p. față de BET-EF.

Randamentul acțiunilor la finalul perioadei analizate a înregistrat un avans de 9 p.p. peste randamentul BET și de 8 p.p. peste randamentele BET-NG și BET-EF.

Tranzacționarea acțiunilor TEL pe parcursul primului trimestru al anului 2025 pe piața de capital din România a înregistrat 7.332 de tranzacții cu un număr mediu de 124 tranzacții/zi și 574.434 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 25.425 mii lei.

Evoluția acțiunii TEL



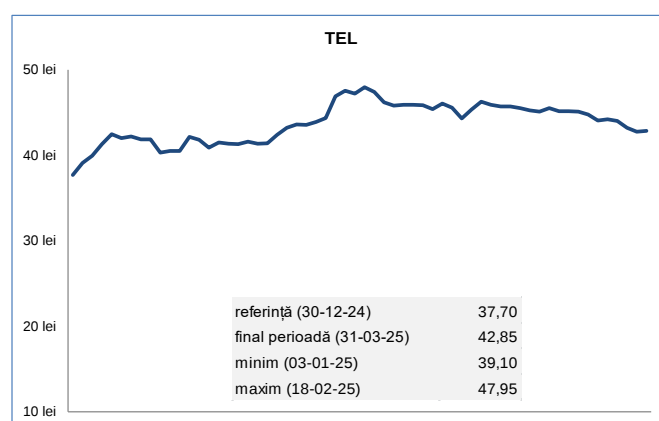
Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET | BET-TR | BET-TRN | BET-XT | BET-XT-TR | BET-XT-TRN | BETPlus | BET-NG | BET-EF | BET-BK. Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

- indicele BET (Bucharest Exchange Trading - indicele de referință al pieței de capital ce reflectă evoluția celor mai lichide 20 companii listate pe piața reglementată a BVB),
- 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).

Conform ultimei date de ajustare periodică înregistrată în data de 07.03.2025, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,88% în indicele BET, 3,32% în indicele BET-NG și 2,46% în indicele BET-EF.

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

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



PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

Analiza problemelor decizionale în condiții de risc implică o evaluare a alternativelor de decizie și a consecințelor acestora, având în vedere incertitudinea efectelor deciziilor. Managementul riscului la nivelul

Companiei presupune identificarea, evaluarea și implementarea măsurilor de control pentru optimizarea rezultatelor, în conformitate cu prevederile legale și cu limitele de volatilitate acceptate. Riscurile identificate sunt analizate periodic și sistematic, fiind consemnate

În Registrul riscurilor și monitorizate prin fișe specifice și planuri de implementare a măsurilor de control.

Din perspectiva managementului riscului financiar, rezultatele financiare ale Companiei în primul trimestru al anului 2025 au fost expuse la o serie de riscuri generate atât de instrumentele financiare utilizate, cât și de cadrul operațional specific de monopol reglementat. Aceste riscuri includ: riscul investițional, riscul valutar, riscul de lichiditate, riscul de contrapartidă, riscul privind prevederile din acordurile de finanțare, riscul deteriorării ratingului de credit (un eveniment semnificativ în această perioadă), riscul de rată a dobânzii, riscul de reglementare, riscul de neîndeplinire a condițiilor legale și riscul de fiscalitate.

Principalele riscuri identificate și analiza lor specifică pentru primul trimestru al anului 2025 sunt prezentate în continuare:

➤ **fluctuația ratei dobânzii**

În vederea limitării impactului fluctuației ratei dobânzii asupra lichidității Companiei, au fost contractate credite pe termen lung cu rată fixă a dobânzii, iar pentru creditele pe termen scurt au fost negociate cele mai avantajoase rate de dobândă.

În primele trei luni ale anului 2025, ratele de dobândă de pe piața monetară națională au prezentat o stabilitate relativă, cu ROBOR 1M fluctuând între 5,8% și 5,75%, cu o valoare medie de 5,78%. Compania este expusă riscului de rată a dobânzii în principal prin linia de credit revolving pe termen scurt, cu rată variabilă, care nu a fost trasă la data de 31 martie 2025. Creditele pe termen lung în euro au rată fixă.

Compania monitorizează permanent indicatorii macroeconomici iar acest risc nu s-a materializat în perioada analizată.



➤ **variația cursului valutar**

Riscul valutar exprimă o probabilitate de a înregistra pierderi 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 contract a unei clauze valutare sau a unei clauze de revizuire a prețurilor. Aplicarea diferitelor măsuri extracontractuale pot scuti Compania de prezența efectelor negative.

Pentru limitarea impactului fluctuației cursului valutar, Compania negociază prin intermediul departamentului specializat, cele mai bune rate 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.

În ansamblu, riscul valutar în primele 3 luni ale anului 2025 a fost determinat de o combinație de factori interni și externi, inclusiv politici fiscale, situația politică internă și tendințele piețelor financiare globale. Fluctuațiile cursului de schimb leu/valută în această perioadă au avut un impact minor, cursul mediu euro pentru primul trimestru al anul 2025 fiind de 4.9763 lei.

Pentru gestionarea fluxurilor valutare, Compania efectuează operațiuni clasice de schimb valutar la momentul necesar, negociind cele mai bune rate disponibile.



➤ **prevederile din acordurile de finanțare**

În cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari (covenanți), încălcarea acestor clauze putând atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a facilităților de finanțare.

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

În primul trimestru al anului 2025, Compania a respectat prevederile (covenanții) stipulate în acordurile de finanțare existente, menținând un nivel foarte scăzut al ratei de îndatorare.

➤ **riscul de credit:** o pierdere financiară datorită incapacității sau refuzului unui partener contractual de a-și îndeplini obligațiile contractuale. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale.

Procesul de facturare și încasare de la clienți s-a derulat eficient în perioada analizată, termenele de plată fiind respectate sau înregistrându-se abateri nesemnificative.

➤ **riscul de preț**

Datorat imprevizibilității pieței de energie (care pot duce la creșteri semnificative de costuri asociate CPT). Acest risc poate afecta Compania într-o varietate de moduri, iar impactul său poate fi amplificat de volatilitatea piețelor de energie la nivel național și internațional.

Transelectrica nu este direct expusă fluctuațiilor prețurilor de piață ale energiei, deoarece veniturile sale provin în mare parte din tarifele reglementate pentru serviciile de transport al energiei electrice.

În primul trimestru al anului 2025, prețurile energiei pe piața națională și internațională au prezentat o ușoară tendință de creștere. Deși Transelectrica nu este direct expusă, evoluția prețurilor este monitorizată pentru a evalua potențialul impact indirect asupra volumelor transportate.

➤ **riscul de contrapartidă**

Reprezintă riscul ca într-o tranzacție financiară, cealaltă parte să nu-și respecte obligațiile contractuale. Cauza care favorizează apariția acestui risc este solvabilitatea instituțiilor financiare la care Compania are plasate instrumente financiare (numerar, depozite bancare), respective contractate credite.

Evaluarea bonității contrapartidei (ratinguri de credit, analize financiare) și solicitarea de garanții sunt măsuri pe care Compania le utilizează pentru a monitoriza, gestiona și trata acest tip de risc.

În relațiile contractuale derulate în primul trimestru al anului 2025, Compania a monitorizat cu atenție riscul de contrapartidă.

Nu au fost identificate alte expuneri semnificative la risc de contrapartidă, având în vedere calitatea ridicată a majorității partenerilor comerciali.

➤ **riscul de neîncasare** a sumelor de bani ca urmare a executării instrumentelor de garantare care au stat la baza garantării avansurilor primite de către Executanți în cadrul proiectelor de investiții.

Cauzele care ar putea favoriza apariția riscului: existența unor societăți bancare sau societăți de asigurări care oferă servicii de garantare fără a avea capacitatea financiară de a-și onora obligațiile asumate în cadrul instrumentelor de garantare emise.

Prin monitorizarea ratingului acordat instituțiilor financiare cu care Compania a inițiat relații de afaceri, acest risc nu s-a materializat în perioada analizată.

➤ **riscul de reglementare:** riscul politicii de reglementare naționale și internaționale specifice domeniului.

În primul trimestru al anului 2025, nu au survenit modificări legislative sau tarifyare majore cu impact direct semnificativ asupra activității Companiei.

➤ **riscul macroeconomic - deficitul bugetar**

Deficitul bugetar al României a fost estimat la maxim 7% din PIB pentru 2025, în primele trei luni ale anului 2025, s-a înregistrat un deficit bugetar de aproximativ 2,3% din PIB, depășind ușor nivelul de 2,06% consemnat în același interval din 2024.

Deficitul bugetar național poate afecta Transelectrica în mod direct și indirect, prin diverse canale economice, fiscale și de reglementare.

În condiții de deficit ridicat, statul poate reduce cheltuielile pentru investiții în infrastructură energetică sau pentru co-finanțări din fonduri europene.

Transelectrica, fiind implicată în proiecte de modernizare a rețelei și de interconectare europeană, poate fi afectată prin întârzierea unor proiecte strategice.

➤ **riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale**

Lichiditatea Companiei ar putea fi afectată de penalizări cauzate de neconformități semnalate în cadrul activităților de control periodic din partea organelor abilitate (ANAF, CCR, MFP etc).

Compania monitorizează și se adaptează mereu noilor modificări fiscale și de reglementare pentru a asigura conformitatea cu noile cerințe legislative.

Nu au fost identificate cazuri semnificative de neconformitate în primul trimestru al anului 2025, toate declarațiile fiscale fiind depuse la termen.

➤ **riscul de lichiditate** – acesta reprezintă riscul ca Transelectrica să nu-și poată onora obligațiile de plată la scadență. O politică prudentă de gestionare a riscului de lichiditate implică menținerea unui nivel suficient de numerar, echivalent de numerar și disponibilitate financiară prin facilități de credit contractate adecvat. Compania monitorizează nivelul intrărilor de numerar previzionate din încasarea creanțelor comerciale, precum și nivelul ieșirilor de numerar previzionate pentru plata datoriilor comerciale și a altor datorii.

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.

Pentru situațiile ce impun finanțarea capitalului de lucru, Compania apelează la credite pe termen scurt, sub forma liniilor de credit revolving.

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

În perioada Ianuarie-Martie 2025, datorită soluțiilor găsite și măsurilor întreprinse la timp, Compania și-a respectat obligațiile financiare scadente.

Alte riscuri ce pot influența performanța financiară a Companiei pot fi:

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

Acest risc 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 2024-2033.

În data de 18 Martie 2025 agenția de rating Moody's a revizuit perspectiva ratingului de credit de la "stabil" la "negativ" pentru Companie, menținând ratingul de credit pe termen lung la Baa3 și BCA la ba1.

Această modificare este consecința directă a schimbării perspectivei ratingului suveran al României de către Moody's din data 14 Martie 2025.

Monitorizând elementele analizate de agentia de rating, precum lichiditatea, veniturile, structura datoriei, covenantii, capitalul de lucru, Compania nu se află în dificultate financiară.

- **riscul investițional**

În primul trimestru al anului 2025, Transelectrica a continuat implementarea planului său de investiții (CAPEX) pentru modernizarea și extinderea rețelei de transport, monitorizând constant stadiul de execuție al proiectelor majore și evoluția costurilor. Eforturile s-au concentrat pe respectarea termenelor stabilite și pe identificarea timpurie a oricăror potențiale riscuri de

depășire a bugetelor sau de întârziere. De asemenea, compania a efectuat analize periodice privind perspectivele de rentabilitate ale acestor investiții, asigurând astfel o alocare prudentă a capitalului și urmărind maximizarea beneficiilor economice pe termen lung.

În perioada analizată (T1 2025), Transelectrica a monitorizat activ performanța filialelor care furnizează servicii esențiale, evaluând capacitatea acestora de a susține operațiunile companiei-mamă. Eforturile s-au concentrat pe asigurarea continuității și calității serviciilor prestate, identificarea timpurie a potențialelor riscuri operaționale sau financiare la nivelul filialelor și implementarea măsurilor preventive necesare pentru a minimiza impactul asupra activității Transelectrica.

- **riscuri tehnice și operaționale**

Materializarea riscurilor de natură tehnică sau rezultate din nerespectarea procedurilor sau sistemelor existente, generate de comportamentului angajaților sau de evenimente externe, ar putea influența negativ activitatea Companiei.

În perioada analizată s-a constatat menținerea expunerii la risc la nivel similar cu anul anterior. Nu au fost identificate evenimente tehnice sau operaționale majore cu impact financiar semnificativ în primul trimestru al anului 2025.

Compania acordă o importanță deosebită analizei mediului de risc și identificării din timp a unor posibile riscuri ce pot apare în viitor precum și folosirea unor sisteme de avertizare timpurie.

Compania nu se limitează la a trata consecințele unor evenimente care s-ar produce, ci adoptă un stil de management reactiv, implementând măsuri preventive, luate în avans, menite să atenueze manifestarea unor eventuale riscuri.

Totodată, revizuirea periodică a riscurilor, așa cum este prevăzută în standarde, presupune evaluarea procesului de management al riscurilor și instrumentele de alertare ale nivelelor ierarhic superioare, cu privire la riscurile noi identificate sau a modificărilor intervenite la riscurile existente, astfel încât aceste schimbări să fie gestionate eficient.

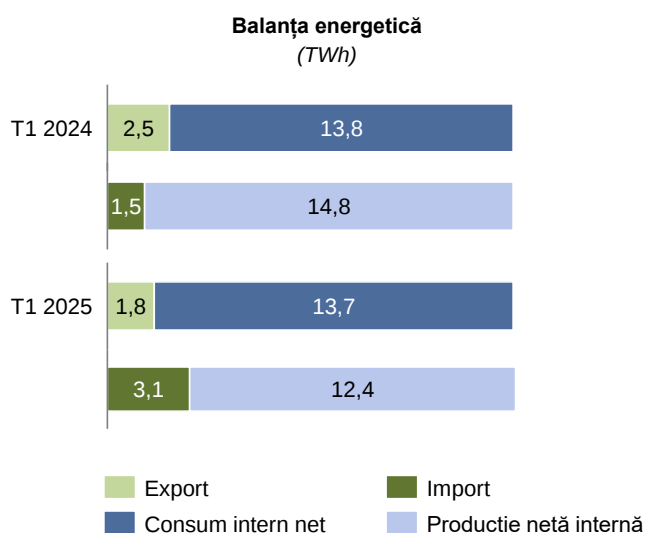


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – martie 2025 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024, se observă o scădere ușoară în procent de 0,5% a consumului intern net¹ și o scădere cu 16% a producției nete de energie.

Schimbările fizice transfrontaliere de export au înregistrat în T1 2025 o scădere de 28% față de aceeași perioadă din anul 2024, iar cele de import au înregistrat o creștere în procent de 109%.



În ceea ce privește consumul de energie electrică la nivelul SEN, lunile ianuarie (-1,76%) și martie (-3,71%) au înregistrat scăderi ale consumului, cu excepția lunii februarie (+6,43%) care a înregistrat o creștere a consumului.

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

Luna ianuarie 2025 include energia injectată în rețea de către prosumatori, dar fără consumul intern al acestora. Producțiile lunilor februarie și martie sunt preliminare. În ceea ce privește energia netă produsă pentru luna februarie aceasta nu include valoarea pentru

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

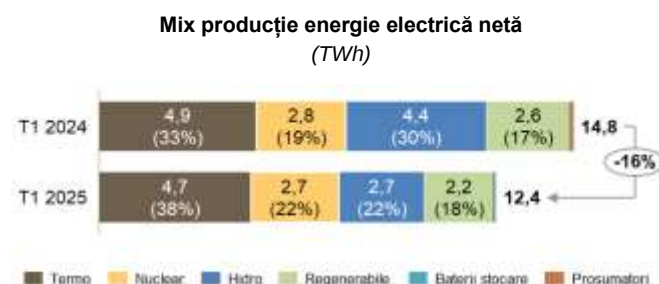
prosumatori. De asemenea pentru luna martie valorile pentru energiile regenerabile și hidro sunt provizorii și nu este inclusă valoarea pentru prosumatori.

MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie - martie 2025 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024, s-a înregistrat o scădere pe toate componentele respectiv, din surse Termo în procent de 3%, Nuclear 2%, Hidro 39%, Regenerabile 16%.

La sfârșitul primului trimestru din 2025 producția din baterii a cumulat valoarea de 25,1 GWh, în timp ce valoarea înregistrată pentru prosumatori a fost de 57 GWh.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – martie 2025 se observă că cea mai mare pondere, 38%, este reprezentată de componenta Termo urmată de componenta Hidro 22%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de 18% respectiv 22%.



PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

În intervalul ianuarie – martie 2025, puterea instalată în centralele pe surse termo a înregistrat, comparativ cu aceeași perioadă din 2024, o scădere ușoară cu aproximativ 0,03%, de la 5.477,4 MW instalați la 31 martie 2024, la 5.476 MW instalați la 31 martie 2025.

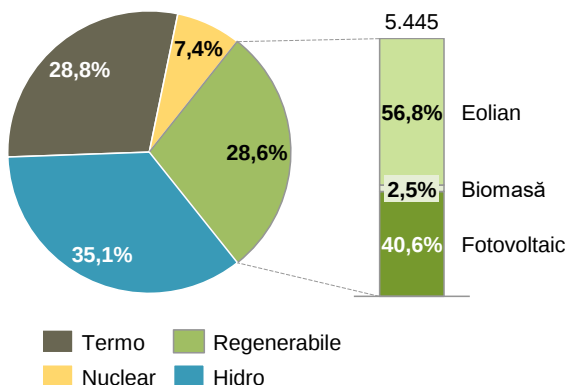
La data de 01 februarie 2025, puterea instalată în instalațiile de stocare totaliza 234,7 MW, iar puterea instalată la prosumatori totaliza 2.442 MW

La data de 01 aprilie 2025, puterea brută instalată în SEN totaliza 19.016 MW, cu următoarea structură pe surse primare de energie: cărbune – 2.762 MW (2.162 MW net), hidrocarburi – 2.714 MW (2.186 MW net), nuclear – 1.413 MW (1.300 MW net), hidro – 6.682 MW (6.359 MW net), eolian – 3.095 MW (3.035 MW net),

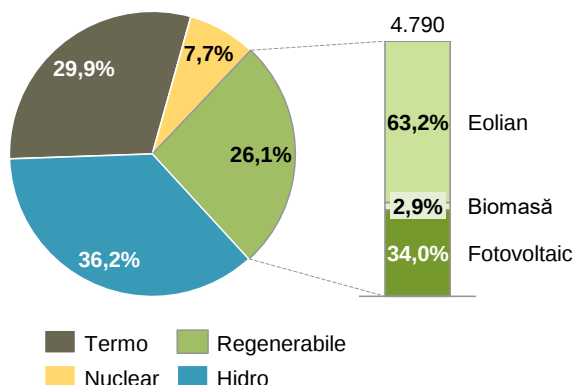
fotovoltaic – 2.211 MW (2.109 MW net), biomasă – 139 MW (127 MW net).

Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - martie 2025 comparativ cu ianuarie-martie 2024, este redată în graficele care ce urmează:

Putere instalată T1 2025 (19.016 MW. valoare brută)

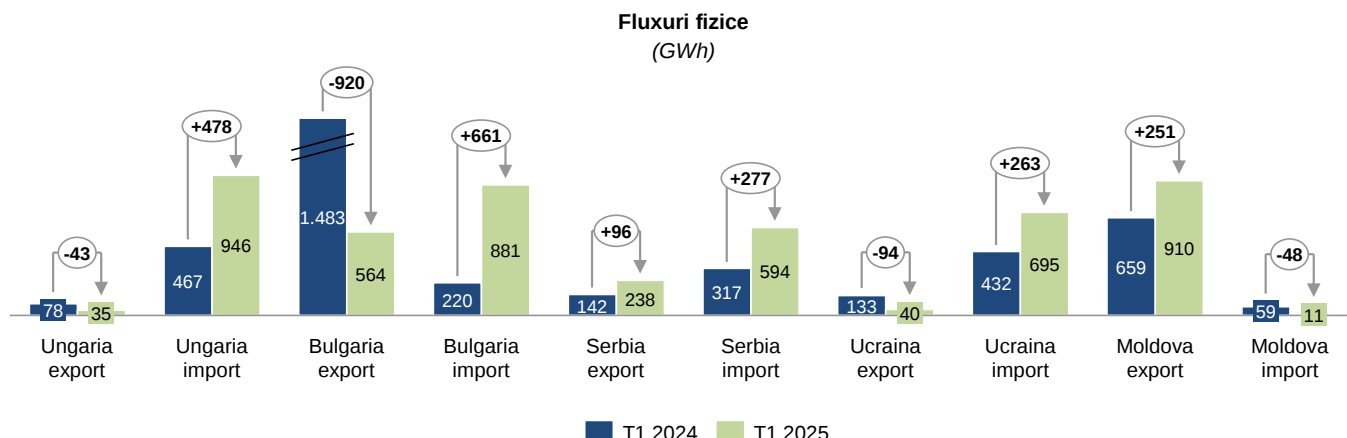


Putere instalată T1 2024 (18.319 MW. valoare brută)



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 (T1 2025: 3,1 TWh, T1 2024:1,5 TWh)/ export (T1 2025: 1,8 TWh, T1 2024:2,5 TWh)** pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – martie 2025 față de ianuarie - martie 2024 se prezintă astfel:

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

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - martie 2024, fluxurile fizice de export au scăzut pe granița cu Bulgaria (-62% -920GWh), Ungaria (-55% -43GWh) și Ucraina (-70% -94GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (+68% +96GWh) și Moldova (38% +251 GWh).

Față de trimestrul I din anul 2024, s-a înregistrat o creștere de 96% a schimburilor comerciale la import și o scădere de 25% a energiei tranzitate, pe fondul unei hidrolicități mult mai scăzute comparativ cu anul trecut

În această perioadă a anului și în condițiile unui consum intern de energie electrică care nu a variat foarte mult față de perioada similară din 2024, cu excepția lunii februarie, când consumul a înregistrat o creștere la nivel SEN. Schimburile comerciale includ cantitatea de energie electrică importată și exportată ca urmare a participării Transelectrica S.A. în calitate de membru operațional în platforma europeană Imbalance Netting (IGCC), începând cu data de 17 decembrie 2021. În data de 01 iulie 2024, la ora 00:00, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL aparținând Transelectrica S.A., a fost actualizat în ceea ce privește modul de activare a rezervelor de tip RRFa, activarea acestora realizându-se în ordinea de merit a prețurilor oferite de către participanți, cu ciclul de optimizare la 4 secunde.

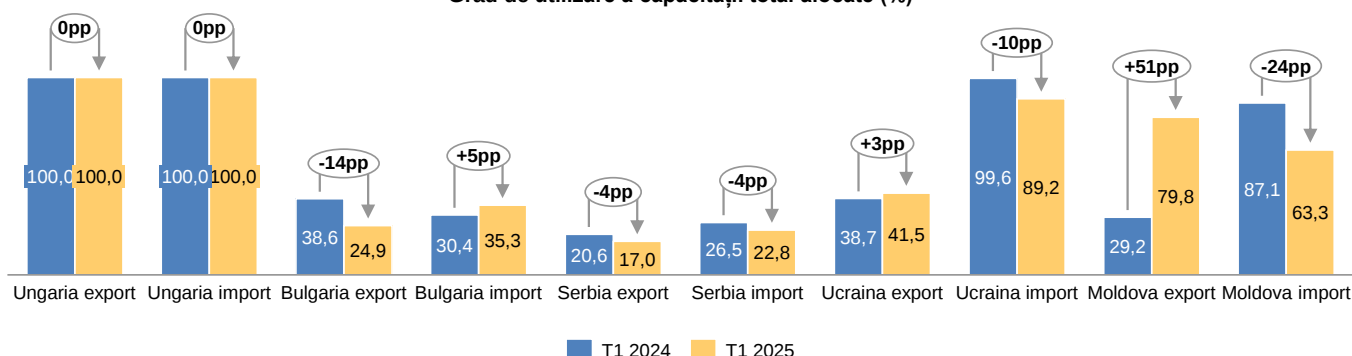
Prin această actualizare, Transelectrica, Operatorul de Transport și Sistem din România, se conformează obligațiilor legale instituite prin regulamentul european (UE) 2017/2195 al Comisiei din 2 august 2017 de

stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 21), fiind pregătit din punct de vedere tehnic, pentru a se alătura platformei de echilibrare europene pentru rezerva de restabilire a frecvenței cu activare automată, PICASSO.

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

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 – martie 2025, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

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

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

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

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

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

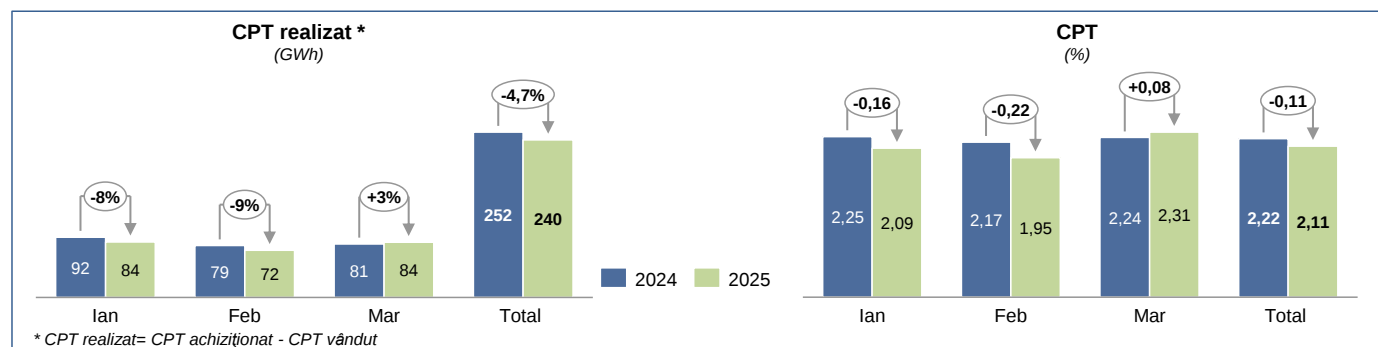
Energia intrată în contur a crescut cu 1,2% (44,5 GWh) în luna februarie 2025 față de perioada similară din 2024, ca urmare a creșterii și cu 133,7% (592,7 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 13,8% (402,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 51,7%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

În luna martie 2025 CPT-ul a crescut față de luna martie 2024 cu 3,2%, în special ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai defavorabile pe liniile de

interconexiune de pe granițele cu Serbia și Bulgaria, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice mai defavorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

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

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



Concluzii

Pe ansamblul trimestrului I din 2025 CPT-ul în RET a scăzut cu 4,7% comparativ cu perioada similară din 2024, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele

cu Ucraina, Ungaria și Moldova și a condițiilor meteorologice mai favorabile din primele două luni, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în conturul RET pierderile au scăzut de la 2,22% la 2,11%.



Dezvoltare RET

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a scăzut la 31 martie 2025 față de 31 decembrie 2024 fiind determinată de creșterea valorii imobilizărilor corporale în curs concomitent cu înregistrarea amortizării imobilizărilor corporale.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în ianuarie-martie 2025 este de 51,6 mil lei (223,9 mil lei în aceeași perioadă a anului 2024) în scădere cu 172 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, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I de finanțare) - 26,6 mil lei;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni – Fântânele – 14,8 mil lei;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 4,3 mil lei;
- LEA 400kV Gutinaș-Smârdan (Etapa II de finanțare) – 4,1 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa I - Înlocuire bobine compensare, celule aferente și celula 400 kV Stupina – 1 mil lei.

IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în T1 2025 sunt în sumă de 80,7 mil lei, în scădere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 când achizițiile au fost în sumă de 112,8 mil lei.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 31 martie 2025, în sumă de 975 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 275,1 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 176,7 mil lei;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 79 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălciu 1 și CEE 18 MW Fălciu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 45,5 mil lei;

- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 43,4 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 42,2 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan - 39,4 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlp – 38,2 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 35,7 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 26,5 mil lei;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordați la Stația 400/220/110 KV București Sud – 16,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 9,4 mil lei.

PROGRAMUL ANUAL DE INVESTIȚII

Detalierea cheltuielilor pentru investiții la 31 martie 2025 pe principalele capite din programul anual de investiții, se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categorii de cheltuieli	Programat *	Realizat (mil lei)	
		(mil lei)	T1 2025	T1 2024
	Total general (A+B)	658,71	88,98	88,42
A	Cheltuieli proprii Companiei	613,00	88,32	78,66
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	45,71	0,66	9,75

(*) PAI 2025 aprobat AGOA

Astfel, gradul de realizare a programului anual de investiții la 31 martie 2025 este de 13,5% față de Program și 43,6% față de bugetat Trimestrul I la Total General și de 14,4% față de Program și 46,2% față de bugetat Trimestrul I la categoria Cheltuieli proprii Companiei.

Valoarea realizată a investițiilor în continuare este de 74,28 mil lei și reprezintă 84% din cheltuielile de investiții proprii Companiei realizate în T1 2025.

Valoarea realizată a investițiilor finanțate din tarif de racordare este de 0,66 mil lei, corespunzător solicitărilor de executare a unor lucrări de relocări de rețele sau racordare la rețea a unor producători.

Programul de investiții pentru anul 2025 nu a fost revizuit până la 31.03.2025.

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 T1 2025 sunt:

- Trecerea la 400 kV a stației Teleajen și rețehnologizare stației 110 KV Teleajen – 161,95 mil lei,
- LEA 400 kV Suceava – Bălți pentru porțiunea de proiect pe teritoriul României – 133,43 mil lei,
- Stația electrică 400 kV Stâlp și modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp – lucrări – 95,33 mil lei.

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 C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. se organizează stagii de practică pentru un număr de 5

elevi înscriși în învățământul dual la Colegiul Tehnic de Poștă și Telecomunicații “Gheorghe Airinei”.



În perioada ianuarie-martie 2025, cei 11 elevi ai Colegiului Tehnic de Poștă și Telecomunicații "Gheorghe Airinei" București, cu care am încheiat contracte individuale de pregătire practică în învățământul dual, au continuat stagiile de practică în cadrul Companiei.

De asemenea, au avut loc întâlniri pentru desemnarea unor specialiști din cadrul Companiei care să fie cadre didactice asociate în cadrul programului de licență dual "Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile".

Fondul de Modernizare

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-Stâlpur;
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, și 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 ianuarie-martie 2025, pentru proiectele 1-11, în conformitate cu prevederile Contractelor de finanțare, au fost elaborate și transmise către Ministerului Energiei rapoarte semestriale de progres pentru

semestrul II al anului 2024 și rapoarte anuale aferente 2024, precum și alte categorii de informații solicitate de către Minister (raportări aferente procedurilor de achiziții publice etc).

De asemenea, responsabilii Contractelor de finanțare participă, în mod constant, la reuniuni tehnice online cu reprezentanții Ministerului Energiei în scopul monitorizării contractelor finanțate din Fondul pentru Modernizare.



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

În ceea ce privește Proiectul "LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan", finanțat prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020, Axa prioritară 8 - *Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale*, Obiectivul specific 8.1 – *Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile, în perioada iunie-septembrie 2024* **au fost depuse 2 (două) cereri de rambursare cu o valoare totală rambursată de 27.590.123,87 lei către Autoritatea de Management – POIM.**

Prin semnarea Contractului de finanțare nr. 146 din 12 decembrie 2024, proiectul Liniei Electrice Aeriene (LEA) 400 kV dublu circuit Gutinaș-Smârdan a intrat în Etapa a II-a de implementare începând cu 1 ianuarie 2025. Această fază este finanțată din Programul de Dezvoltare Durabilă 2021-2027 (cod MySMIS2021+: 326878), beneficiind de o alocație nerambursabilă de 100.339.057,89 lei din Fondul de Coeziune. Etapa inițială, finalizată la 31 decembrie 2024, a fost susținută prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020 (cod MySMIS2014+: 129245), cu o finanțare de 138.136.986,79 lei din Fondul European de Dezvoltare Regională.

Lansarea publică a etapei a doua a fost marcată prin publicarea anunțului în presa națională la 6 martie 2025, urmată de organizarea, în 26 martie 2025, a

ședinței oficiale de începere a derulării Contractului de finanțare din fonduri nerambursabile nr. 146/2024.

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.

După semnarea Contractului de finanțare dintre Secretariatul General al Guvernului (Coordonator de reformă și/sau investiție) și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (Beneficiar) din data de 09.04.2024 s-au realizat activități aferente pentru implementarea Investiției 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice (alocare 56.237.200 euro), finanțată prin Planul Național de Redresare și Reziliență, aferentă Componentei 16. REPowerEU, care cuprinde următoarele Subinvestiții:

- Subinvestiția 5a. – Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 29.557.000 euro);
- Subinvestiția 5b. – Retehnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A (alocare 18.240.000 euro);
- Subinvestiția 5c. - Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date –Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 8.440.200 euro).

În 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 Coordinator de reformă și/sau investiție.

În perioada ianuarie-martie 2025 au fost transmise către Secretariatul General al Guvernului raportări săptămânale și bilunare privind stadiul implementării Investiției 5.

Programul Horizon

Reprezentanții Companiei participă în cadrul Consorțiilor formate pentru dezvoltarea proiectelor dezvoltarea proiectelor TwinEU și SmarTwin

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
- În trimestrul I al anului 2024, Compania a încasat prefinanțarea în sumă de 65.625 euro, reprezentând 75% din valoarea bugetului estimat la rambursare, activitatea în cadrul proiectului pe parcursul anului 2024 continuând conform graficului.

În perioada ianuarie-martie 2025, activitatea în cadrul proiectului a continuat conform graficului, reprezentanții

Companiei contribuind activ la acțiunile aflate în derulare.

Evenimente

În legătură cu **elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea pe parcursul primului trimestru 2025**, se pot menționa:

- Volatilitatea pieței construcțiilor și a materialelor din domeniul energetic, precum și actualul context geopolitic au determinat o creștere spectaculoasă a prețurilor, cu impact asupra valorii contribuției companiei la finanțarea proiectelor.
- Întârzieri mari înregistrate în avizarea de către instituțiile abilitate a proiectelor de acte normative care reglementează transferul dreptului de administrare, în numele statului român, asupra unor terenuri aflate pe culoarul liniilor electrice aeriene pe care le construiește C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., fapt care a indus întârzieri în asigurarea de către companie, a accesului antreprenorilor la aceste terenuri, având ca efect înregistrarea unor mari întârzieri în implementarea proiectelor și respectarea termenelor de punere în funcțiune a proiectelor de investiții linii electrice aeriene, având, la rândul său ca efect, unele întârzieri în respectarea graficului de rambursare a sumelor eligibile pentru proiectele cu finanțare nerambursabilă. Ca o consecință a acestui fapt,

Transelectrica a trebuit să ia în considerare riscul de a nu putea beneficia în totalitate de fondurile nerambursabile europene care i-au fost alocate, cu efect negativ și asupra ratei de absorbție de fonduri europene a României

Perspective 2025

Compania are în vedere următoarele:

- Abordarea oportunităților de finanțare nerambursabilă vizează două paliere:
 - *procesul de monitorizare a oportunităților de finanțare nerambursabilă lansate de autoritățile finanțatoare de la nivel național și european, care se desfășoară în mod constant,*
 - *identificarea oportunităților de finanțare care se realizează corelat cu prioritățile de dezvoltare a companiei, precum și cu nevoile identificate de susținere a 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 – MARTIE 2025

- **Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 15 ianuarie 2025**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data de 15 ianuarie 2025:

- a aprobat indicatorii cheie de performanță rezultați din Planul de Administrare,
- nu a aprobat indemnizația fixă a membrilor Consiliului de Supraveghere al Companiei ca fiind în cuantum de 42.350 lei brut/lună,
- nu a aprobat stabilirea limitelor generale ale remunerației și celelalte beneficii ce vor fi acordate de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. membrilor Directoratului, incluzând indemnizația fixă, precum și alte avantaje acordate acestora,
- a aprobat stabilirea datei de 06 februarie 2025 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor.

- **Planificare investiții de peste 9,4 miliarde de lei pentru dezvoltarea rețelei electrice de transport**

În data de 20 ianuarie 2025, printr-un comunicat de presă, Transelectrica a adus la cunoștința persoanelor interesate faptul că va implementa un plan de dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2024-2033, aprobat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei, în valoare de 9,49 miliarde de lei, cu peste 2 miliarde de lei mai mult decât planul precedent.

Noul plan include proiectele de investiții deja aflate în derulare, precum și 12 proiecte noi, structurate pe 4 axe prioritare de dezvoltare:

- ✓ rețehnologizare/modernizare RET,
- ✓ siguranța alimentării consumului,
- ✓ integrarea producției din surse regenerabile și din centrale noi în Dobrogea și Moldova și
- ✓ creșterea capacității de interconexiune.

Valoarea Planului de Dezvoltare a RET pentru perioada 2024-2033 înregistrează o creștere de 2,3 miliarde de lei față de valoarea planului precedent aferent perioadei 2022-2031, iar structura cheltuielilor de investiții, din punct de vedere al obiectivelor prioritare urmărite, este:

- Lucrări de investiții care au ca scop rețehnologizarea rețelilor electrice de transport (RET) existente – 30% din valoarea totală a investițiilor planificate în perioadă este alocată;
- Lucrări de investiții care au ca scop integrarea producției din surse regenerabile și din alte centrale noi – 28% din valoarea totală a investițiilor planificate în perioadă este alocată;
- Investiții planificate în vederea creșterii capacității de interconexiune – 26% din valoarea totală a investițiilor planificate în perioadă este alocată;
- Investiții destinate creșterii siguranței alimentării cu energie electrică – 13% din valoarea totală a investițiilor planificate în perioadă este alocată.

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

Planul de Dezvoltare al RET pentru perioada 2024-2033 include proiecte de interes european care contribuie la implementarea priorităților strategice ale Uniunii Europene privind infrastructura energetică transeuropeană din următoarele clustere de investiții: Proiectul 138 „Black Sea Corridor”, Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”, Proiectul 259 Ungaria - România și Proiectul 341 North CSE Corridor.

- **Moody's confirmă rating-ul Baa3, perspectivă stabilă**

Compania a informat acționarii și părțile interesate că în data de 20.01.2025 a fost notificată cu privire la faptul că Agenția Internațională de Rating Moody's Investors Service a publicat confirmarea rating-ului pe termen lung "Baa3", menținând totodată perspectiva stabilă.

- **Linia Aeriană 400 kV Reșița-Pancevo a intrat în exploatare comercială**

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

Anul trecut în luna noiembrie, a fost operaționalizat comercial circuitul 2 al LEA 400 kV Reșița Pancevo, ca urmare a punerii în funcțiune parțiale a noii stații 400 kV Reșița.

Odată cu operaționalizarea comercială completă a LEA 400 kV Reșița – Pancevo, capacitatea de schimb transfrontalier a României cu Serbia ajunge până la 1000 MW.



Astfel, LEA 400 kV Reșița-Pancevo devine cea de-a 11-a linie de interconexiune de 400 kV dintre România și țările vecine, reafirmând angajamentul Transelectrica pentru dezvoltarea infrastructurii energetice și integrarea pieței regionale de electricitate.

LEA 400 kV Reșița-Pancevo are o lungime totală de 131 de kilometri, dintre care 63 de kilometri pe teritoriul României.

Intrarea în exploatare comercială completă a liniei de interconexiune dintre Reșița și Pancevo s-a realizat în cadrul etapei a doua a proiectului de construire a nivelului de 400 kV în Stația Electrică de Transformare Reșița, etapă care va fi finalizată integral până la sfârșitul primului trimestru al acestui an.

- **Retehnologizarea Stației Stâlp și construirea noii stații de 400 kV**

Printr-un comunicat emis în data de 31 ianuarie 2025, Compania a anunțat că demarează lucrările de execuție pentru investiția privind construirea „Stației Electrice 400 kV Stâlp” și pentru investiția „Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în Stația Stâlp”.

Ca urmare a semnării contractului de execuție și finalizare a lucrărilor, care a avut loc în luna ianuarie,

conducerea Transelectrica și membrii echipei responsabile de implementarea investiției au avut prima întâlnire cu reprezentanții contractorului, respectiv Electromontaj SA.

Realizarea investiției pentru retehnologizarea stației existente Stâlp și construirea noii stații de 400 kV au la bază atât necesitatea evacuării energiei produse în zona Dobrogea de viitoare grupuri 3 și 4 ale Centralei Nucleare Cernavodă, a realizării și racordării la rețea a noilor centrale din surse regenerabile, precum și a consolidării siguranței în alimentare a consumatorilor.

Astfel, finalizarea noii stații de 400 kV Stâlp va permite racordarea Liniei Electrice Aeriene 400 kV Cernavodă – Stâlp, linie finalizată și racordată în prezent în stația Gura Ialomiței, precum și conectarea Axului LEA Brazi Vest - Teleajen – Stâlp, după finalizarea lucrărilor de trecere la tensiunea de 400 kV, aflate în derulare la această dată.

Lucrările de execuție, cu o valoare de aproximativ 95 de milioane de lei, au ca termen de finalizare luna ianuarie 2027.

- **Înregistrare la ONRC Geco Power Company-Green Energy Corridor Power Company**

Compania a informat publicul investitor în data de 31 ianuarie 2025 asupra înregistrării la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București a societății Joint Venture, respectiv ”GECO POWER COMPANY-Green Energy Corridor Power Company.

- **Hotărârea nr. 2 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 24 februarie 2025**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data de 24 februarie 2025:

- a aprobat efectuarea de către „Transelectrica” de operațiuni și servicii financiare cu disponibilul bănesc în lei sau valută, decizia pentru fiecare operațiune de trezorerie de acest tip (inclusiv schimburi valutare și constituire depozite bancare) fiind în competența Directoratului, în limita maximă de până la 500.000.000 lei (sau echivalent în euro) pe tranzacție;
- a aprobat achiziționarea de către Companie a serviciilor de asistență juridică și reprezentare în fața instanțelor de judecată în vederea apărării intereselor Companiei în cauza ce face obiectul dosarului nr. 28414/3/2024, în limita a 50.000 lei, fiind incluse toate cheltuielile ocazionate cu reprezentarea în instanță până la pronunțarea unei sentințe definitive;
- a aprobat numirea PKF FINCONTA SRL în calitate de auditor financiar al C.N.T.E.E. Transelectrica

S.A., pentru o perioadă de 12 luni, dar nu mai târziu de 31.12.2025;

- a aprobat conținutul actului adițional la contractul de mandat încheiat între membrii Consiliului de Supraveghere și societate prin includerea indicatorilor aprobați prin Hotărârea Adunării Generale a Acționarilor nr. 1/15.01.2025 și împuternicirea reprezentantului Secretariatului General al Guvernului în Adunarea Generală a Acționarilor pentru a semna în numele Companiei actele adiționale la contractele de mandat cu persoanele numite în calitate de membri ai Consiliului de Supraveghere.

- **Moody's a revizuit perspectiva de la „stabilă” la „negativă”**

Compania a informat acționarii și părțile interesate că Agenția Internațională de Rating Moody's Investors Service (Moody's) a revizuit perspectiva ratingului de credit al Companiei de la "stabil" la "negativ". Această modificare este consecința directă a schimbării perspectivei ratingului suveran al României de către Moody's, anunțată la data de 14 martie 2025.

Ratingul de credit pe termen lung al "Transelectrica" S.A. a fost menținut la Baa3, iar evaluarea de credit de baza (BCA) a fost confirmată la ba1.

- **Retehnologizare Stația electrică de transformare 220/110/20 kV Baru Mare**

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

EVENIMENTE ULTERIOARE

- **Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 1 aprilie 2025**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data de 1 aprilie 2025:

- a aprobat stabilirea Programului de investiții pe exercițiul financiar 2025 și estimările pentru anii 2026 și 2027;
- a aprobat Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pe anul 2025, precum și estimările pentru anii 2026 și 2027;

- a aprobat reconfirmarea, conform art. 38 și art. 39 al OUG nr. 109/2011, cu modificările și completările ulterioare, a punctului 10 al Hotărârii AGOA nr. 3 din 29 aprilie 2024, respectiv: stabilirea, limitelor generale ale remunerației și celelalte beneficii ce vor fi acordate de către C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A. membrilor Directoratului, incluzând indemnizația fixă, indemnizația variabilă, precum și alte avantaje acordate acestora.

- **Solicitare acționar majoritar**

Compania a informat publicul investitor cu privire la faptul că în data de 08 aprilie 2025 a înregistrat adresa acționarului majoritar (reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului), având ca subiect Memorandumul cu tema: *Mandatarea reprezentanților statului în Adunarea Generală a Acționarilor/Consiliul de Administrație, după caz, la societățile naționale, companiile naționale și societățile cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, în vederea luării măsurilor ce se impun pentru repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2024 sub formă de dividende/vărsăminte la bugetul de stat, în vederea ducerii la îndeplinire a prevederilor acestuia.*

Solicitarea acționarului majoritar și răspunsul pe care l-a formulat Compania sunt postate pe site-ul Companiei, în secțiunea Relații Investitori/AGA/Materiale, aferent ședinței AGOA anuală, convocată pentru data de 29 (30) aprilie 2025.

- **Exercițiu de restaurare a SEN realizat cu succes din Hidrocentrala Porțile de Fier I**

Aproape 100 de specialiști tehnici și dispeceri din sistemul electroenergetic național, din cadrul Transelectrica, Hidroelectrica, OMV Petrom, Romgaz, CE Oltenia, CNE Cernavodă, DEER, PPC Rețele Electrice, Distribuție Energie Oltenia, Delgaz Grid, Nova Power&Gas și Monsson au realizat, în data de 8 aprilie 2025, un exercițiu de restaurare a SEN din Centrala Hidroelectrică Porțile de Fier I, cu alimentare din sistemul sârbesc.

La această acțiune de restaurare au fost invitați și deținători de instalații de stocare de mari dimensiuni, întrucât în contextul integrării în sistem a unor volume din ce în ce mai mari de energie regenerabilă rolul stocării devine tot mai important pentru siguranța sistemului.

Exercițiul organizat la Centrala Hidroelectrică Porțile de Fier I a presupus pornirea unui grup având sursă de alimentare din Serbia, din CHE Djerdap I, și a implicat dispeceri din cadrul Transelectrica - DEN,

Hidroelectrica - CHE Porțile de Fier I și Dispecerul Energetic Național din Serbia.

Pe tot parcursul exercițiului, instalațiile energetice s-au comportat conform parametrilor proiectați și așteptați, acțiunea fiind una de succes.

Menționăm că acțiunile de restaurare a SEN sunt organizate ca urmare a obligațiilor legale pe care Transelectrica le are în calitate de Operator de Transport și Sistem, membru al rețelei interconectate europene, în conformitate cu prevederile Regulamentului European 2196/2017.

De asemenea, un alt obiectiv al exercițiilor de acest tip este instruirea și pregătirea personalului operativ și tehnic al entităților din cadrul Sistemului Electroenergetic Național, sarcină aflată în responsabilitatea Transelectrica.

Apărarea și restaurarea sunt activități esențiale, care permit gestionarea unor situații de urgență și readucerea sistemului la starea normală de funcționare.



- **Trecere cu succes a provocărilor generate de un consum minim istoric**

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

Duminică, în Prima Zi de Paște, consumul a coborât până la aproximativ 2.500 MW – cel mai scăzut nivel istoric, iar luni, A Doua Zi de Paște, în intervalul 12:00 – 13:00, consumul minim instantaneu a fost de 2.701 MW.

Instalațiile de stocare au avut un rol important în echilibrarea sistemului, consumul acestora depășind 130 MW în ambele zile, respectiv 135 MW duminică și 133 MW luni.

Acest echilibru al sistemului în condiții excepționale a fost posibil datorită colaborării extraordinare și a

implicării constante a entităților din SEN, autorități, producători și operatori de rețea, dar mai ales datorită profesionalismului, vigilenței și devotamentului colegilor care au fost prezenți la datorie.

- **Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 29 aprilie 2025**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data de 29 aprilie 2025:

- nu a aprobat situațiile financiare separate ale CNTEE „Transelectrica”–S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2024;
- nu a aprobat situațiile financiare consolidate ale CNTEE „Transelectrica”–S.A în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2024;
- 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 2024;
- nu a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2024 în sumă de 585.924.311 lei;
- nu a aprobat descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2024;
- a aprobat Raportul de remunerare aferent anului financiar 2024;
- a aprobat „Politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a CNTEE „Transelectrica”– S.A. revizuită la nivelul lunii martie 2025;
- nu a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;
- nu a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;
- nu a aprobat Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu

Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;

- nu a aprobat Raportul de sustenabilitate consolidat al CNTEE „Transelectrica”–S.A. pentru anul 2024;
- nu a aprobat stabilirea datei de 05 iunie 2025 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;
- a aprobat stabilirea datei de 06 iunie 2025 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răstrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor;
- nu a aprobat stabilirea datei de 26 iunie 2025 ca „data plății” dividendului brut pe acțiune din profitul înregistrat la data de 31.12.2024.

• **Convocarea adunării generale ordinare a acționarilor**

Luând în considerare Memorandumul aprobat de Guvernul României în ședința din data de 27 martie 2025 cu tema: *”Mandatarea reprezentanților statului în Adunarea Generală a Acționarilor/Consiliul de Administrație, după caz, la societățile naționale, companiile naționale și societățile cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, în vederea luării măsurilor ce se impun pentru repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2024 sub formă de dividend/vărsăminte la bugetul de stat”*, emis de Ministerul Finanțelor nr. 658189/ 17.03.2025, transmis de către acționarul majoritar cu adresa nr. 20/10548/MD din 07.04.2025,

Directoratul Companiei a convocat în conformitate cu prevederile Legii societăților nr. 31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Legii nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare, ale Regulamentului A.S.F. nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare, precum și ale Actului constitutiv al Companiei în vigoare, Adunarea generală ordinară a acționarilor în data de 10 iunie 2025 cu următoarea ordine de zi:

- aprobarea Situațiilor financiare separate ale CNTEE „Transelectrica”–S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2024;
- aprobarea Situațiilor 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 2024;

- aprobarea Situațiilor 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 2024;
- aprobarea repartizării profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2024;
- aprobarea dividendului brut pe acțiune din profitul înregistrat la data de 31.12.2024, (*în procent de 90% conform Memorandum acționar majoritar*) la valoarea de 3,81 lei;
- descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2024;
- aprobarea Raportului anual asupra situațiilor financiare individuale ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;
- aprobarea Raportului anual asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;
- aprobarea Raportului anual asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2024;
- aprobarea Raportului de sustenabilitate consolidat al CNTEE „Transelectrica”– S.A. pentru anul 2024;
- prezentarea Raportului Auditorului independent asupra situațiilor financiare separate pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2024;
- prezentarea Raportului Auditorului Independent asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2024;

- prezentarea Raportului Auditorului Independent asupra situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 pentru aprobarea reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2024;
- prezentarea Raportului de Asigurare Limitată al auditorului Independent asupra raportului privind sustenabilitatea – consolidat pentru exercițiul financiar 2024;
- prezentarea Raportului Comitetului de Audit și Comitetului pentru gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE „Transelectrica”–SA aferent anului 2024 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei;
- prezentarea Raportului Consiliului de Supraveghere al CNTEE „Transelectrica”–S.A. asupra activității de administrare pentru anul 2024;
- stabilirea datei de 10 iulie 2025 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;
- stabilirea datei de 11 iulie 2025 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor;
- stabilirea datei de 31 iulie 2025 ca „data plății” dividendului brut pe acțiune din profitul înregistrat la data de 31.12.2024.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 31.03.2025 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%
Fondul de Pensii Administrat Privat NN	4.007.688	5,5%
Alți acționari - persoane juridice	16.585.131	22,6%
Alți acționari - persoane fizice	4.936.447	6,7%
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
Victor MORARU	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 2025 începând cu data de 1 ianuarie.

I) Tariful de transport aplicat în trimestrul I 2025

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.99/2024, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, conform tabelului de mai jos:

Transportul energiei electrice*	u.m.	Tarif aplicat în anul 2024	Tarif în vigoare de la 1 ianuarie 2025 conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(4)/(3)
T_G (componenta de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,82	3,29	-13,87%
T_L (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	27,72	33,03	19.16%

*Notă: Începând cu data de 1 ianuarie 2025 s-a eliminat noțiunea de "tarif mediu de transport". Până la data de 1 ianuarie 2025, ANRE aproba o valoare medie a tarifului de transport și valorile tarifelor de injecție în rețea T_G (tarif plătit de producători) și de extracție din rețea T_L (tarif plătit de consumatori). În derularea contractelor de transport se aplică doar tarifele T_G și T_L. 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 2025, sunt prezentate în tabelele de mai jos:

Componente tarifare - Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G)	3,29	2,84	0,45

Componente tarifare - Tarif de iextracție a energiei electrice din rețeaua de transport (TL)

	Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat nonCPT (CT_nonCPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C)) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (T_L)	33,03	24,01	7,73	1,29

De asemenea, în baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.68/2024, ANRE a aprobat prin Ordinul nr.99/2024, valorile planurilor de investiții anuale ale CNTEE „Transelectrica” S.A. corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare (2025 - 2029), defalcate pe surse de finanțare cât și valoarea minimă obligatorie pentru totalul investițiilor realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare și valorile minime obligatorii pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare, pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A, conform tabelelor de mai jos:

Valorile planurilor de investiții anuale ale Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare, defalcate pe surse de finanțare:

Sursa de finanțare	U.M	Total	2025	2026	2027	2028	2029
Fonduri proprii ¹	lei	1.519.247.619	160.578.744	183.502.139	219.155.662	487.452.699	468.558.375
Venituri din alocare capacitate transfrontaliera	lei	415.251.209	129.807.692	91.873.571	33.211.246	141.047.120	19.311.580
Fonduri nerambursabile ²	lei	1.038.824.182	30.441.599	49.487.165	340.002.866	395.407.522	223.485.030
TOTAL	lei	2.973.323.010	320.828.036	324.862.875	592.369.774	1.023.907.341	711.354.984

Valoarea minimă obligatorie pentru totalul investițiilor realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare și valorile minime obligatorii pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare, pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A.

	U.M	Total	2025	2026	2027	2028	2029
Valoarea minimă obligatorie pentru investițiile realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare (termeni reali 2024)		1.374.845.978					
Valoarea minimă obligatorie pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii pentru fiecare an al perioadei a V-a de reglementare (termeni reali 2024) ³	lei	1.291.360.576	136.491.933	155.976.818	186.282.312	414.334.794	398.274.618

¹ Valoarea Ratei Reglementate a Rentabilității (RRR) capitalului investit, exprimată în termeni reali, înainte de impozitare, pentru perioada a V-a de reglementare este de 6,94% (stabilită prin Ordinul ANRE nr.55/2024);

² Se aplică un stimulente de 0,5 puncte procentuale peste rata reglementată a rentabilității pentru mijloacele fixe aferente investițiilor în RET realizate din fonduri proprii în cadrul unor proiecte cofinanțate din fonduri europene nerambursabile, puse în funcțiune în perioada a V-a de reglementare. Acesta se va acorda va acorda la efectuarea corecției costurilor de capital de aferente perioadei a Va de reglementare, conform prevederilor Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice.

³ În situația în care valoarea investițiilor în rețea realizate din surse proprii depășește valoarea minimă obligatorie a acestora, ANRE aplică la valoarea depășită un stimulente în valoare de 1% peste valoarea RRR aprobată.

Alte elemente cheie din cadrul veniturilor liniarizate aprobate de ANRE pentru perioada V de reglementare (2025-2029):

- Valoarea reglementată estimată BAR la 31.12.2024 (01.01.2025) – 3.179.231.936 lei. Odată cu realizarea corecției aferente anului 2024, valoarea menționată mai sus va fi modificată;
- Valorile costurilor de operare și mentenanță controlabile pentru fiecare an al perioadei a V-a de reglementare, sunt prezentate în tabelul următor:

OPEX Controlabil	U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Costuri supuse eficienței*	lei	290.564.114	287.658.473	284.781.889	281.934.070	279.114729
Costuri de personal	lei	429.397.593	450.867.472	473.410.845	497.081.387	521.935.456
Costuri cercetare - dezvoltare	lei	-	1.250.000	1.250.000	1.250.000	1.250.000

*Conform Art.6 din cadrul Ordinului ANRE nr.99/2024, până la data de 1 martie 2025, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. are obligația de a transmite Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, pentru anul 2025, defalcarea costurilor de operare și mentenanță controlabile supuse eficienței, care stau la baza fundamentării tarifelor aprobate prin prezentul ordin, pe categoriile „Costuri cu mentenanța” și „Alte costuri”.

- Țintele CPT aprobate de ANRE pentru perioada a V-a de reglementare sunt prezentate în tabelul de mai jos. Prețul de achiziție ex-ante a energiei electrice pentru acoperirea CPT în perioada V-a de reglementare, aprobat de ANRE, este în valoare de 584,81 lei/MWh (termeni reali 2024). Acest preț poate fi regularizat în funcție de evoluția prețurilor pe piața de energie.

	U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Țintă CPT	%	2,29	2,26	2,24	2,21	2,19

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice:

II)Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în trimestrul I 2025

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, propunerea si fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2025. Având în vedere cele menționate mai sus și în urma analizării elementelor de fundamentare a tarifului, ANRE a comunicat CNTEE Transelectrica SA că valoarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2025, se menține la nivelul actual aprobat prin Ordinul ANRE nr.57/2024, la data de 1 septembrie 2024, respectiv 11,51lei/MWh.

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif în vigoare (aplicabil de la 01 septembrie 2024) cnf. Ordin ANRE nr.57/2024	Tarif aplicat în perioada 01 iunie – 31 august 2024 cnf. Ordin ANRE nr.15/2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(3)/(4)
Tarif	Lei/MWh	11,51	12,84	-10,36%

Ajustarea în sens negativ a tarifului începând cu data de 1 septembrie 2024, s-a efectuat în baza îndeplinirii prevederilor Art.22 și Art.23 din cadrul Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022. Articolele menționate mai sus prevăd următoarele:

- Art.22 Pentru evitarea înregistrării ulterioare a unui nivel semnificativ al corecțiilor datorate modificării prețurilor de achiziție și/sau a cantităților de servicii de sistem achiziționate prevăzute la art. 2, OTS are obligația să calculeze, pentru trimestrul I, respectiv pentru semestrul I al unei perioade tarifare t-1, diferența dintre veniturile și costurile realizate și cele prognozate, la care se adaugă valoarea corecțiilor neefectuate aferente perioadei/perioadelor anterioare, și să transmită calculul la ANRE la data de 1 mai, respectiv la data de 1 august a anului t-1;
- Art.23 În cazul în care OTS constată că valoarea determinată conform prevederilor art. 22 prezintă o variație mai mare de „5% din veniturile prognozate pentru aceeași perioadă, acesta este obligat să transmită la

ANRE și solicitarea de revizuire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, care va include valoarea determinată conform prevederilor art. 22, cu valabilitate până la sfârșitul perioade tarifare.

Astfel, în urma verificării intermediare la finalul primului semestru al anului 2024 a situației costurilor și veniturilor aferente activității de servicii de sistem, ANRE a ajustat în mod corespunzător valoarea tarifului începând cu data de 1 septembrie 2024.

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tariful pentru achiziția serviciilor de sistem:

Tot în baza prevederilor articolelor prezentate mai sus, la data de 1 mai 2025, CNTEE Transelectrica SA este obligată să transmită la ANRE, verificarea intermediară pentru trimestrul I 2025 a deviațiilor importante față de valorile prognozate a situației costurilor și veniturilor. În urma acestei analize dacă se va constata faptul că în primul trimestru al anului 2025 prevederile Art. 22 și Art.23 au fost din nou întrunite, ANRE va ajusta în mod corespunzător valoarea tarifului începând cu data de 1 iunie 2025.

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 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: 2.162.138,86 lei + 16.951.117,14 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare: **11.06.2025**.

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, fără termen fixat.

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, fără termen fixat.

• 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.

Următorul termen de judecată în data de **29.05.2025**.

• **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 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 la data de 21.11.2024 și ulterior pentru 06.03.2025. În data de 06.03.2025, instanța de judecată a amânat pronunțarea cauzei la data de 17.04.2025. La termenul din 17.04.2025 instanța a amânat cauza la data de **19.06.2025** pentru lipsă raport de expertiză.

• **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.

• **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. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare, care se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 3021/03.12.2021. Până în prezent hotărârea pronunțată în acest dosar nu a fost redactată. După redactarea și comunicarea Sentinței Civile nr. 3021/ 03.12.2021, Compania va putea declara apel împotriva acestei hotărâri. Transelectrica a declarat apel.

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. Cu recurs în 30 zile de la comunicare. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. . În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Hotărâre 1640/19.09.2023.

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

de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025.

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

În data de 07.11.2023 Solutia TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată. Cu drept de a formula apel, în termen de 30 zile de la comunicare pentru părți, Hotărâre 2600/07.11.2023.

OPCOM a declarat apel. La termenul din 13.03.2025, CAB respinge apelul ca nefondat. Obligă reclamanta (OPCOM) la plata către stat a sumei de 179.550,57 lei reprezentând taxa judiciară de timbru. Cu recurs în termen de 30 zile de la comunicare.

• **CURTEA DE CONTURI**

Ca urmare a unui control desfășurat în anul 2017, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia acestui control. Compania a formulat mai multe contestații împotriva măsurilor dispuse de către Curtea de Conturi a României (CCR) prin Decizia nr. 8/27.06.2017, solicitând anularea acestora, precum și a Încheierii nr. 77/03.08.2017, înregistrată la registratura Societății sub nr. 29117/08.08.2017, respectiv a Raportului de control nr.19211/26.05.2017. Contestațiile au fost pe rolul Curții de Apel București dintre care **dosarul nr.6581/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 6 precum și a măsurii dispuse la punctul II.9, la termenul de judecată din data de 31.03.2023: Conform procesului-verbal din 29.03.2023, dosarul nr. 6581/2/2017 a fost versionat în cadrul completului 12 Fond al Secției a VIII-a Contencios administrativ și fiscal sub nr. **6581/2/2017*** Solutia pe scurt: Pentru a da posibilitatea părților să depună concluzii scrise și pentru a delibera, amână pronunțarea la următoarele termene 31.03.2023, 13.04.2023, 28.04.2023, 12.05.2023.

La termenul de judecată din data de 26.05.2023 s-a admis cererea de chemare în judecată. S-a anulat

parțial Încheierea nr. 77/03.08.2017, în ceea ce privește respingerea pct. 6 din Contestația nr. 26140/17.07.2017, Decizia nr. 8/27.06.2017 în privința constatărilor de la pct. 6 și a măsurii dispuse la pct. 11.9, precum și Raportul de control nr. 19211/26.05.2017 în privința constatărilor de la pct. 3.2. Obligă părata la plata către reclamantă a cheltuielilor de judecată în cuantum total de 10.450 de lei, reprezentând taxă judiciară de timbru și onorariul expertului judiciar. Cu recurs în termen de 15 zile de la comunicare. Hotărâre 920/26.05.2023.

Transelectrica a declarat recurs respins ca nefondat în data de 23.01.2025. Hotărâre definitivă nr.288/2025.

- Obiectul dosarului cu **nr.2153/2/2021** este anularea actului administrativ emis ca urmare a controlului efectuat de CCR în perioada ianuarie-iulie 2020 prin care a dispus 10 măsuri de implementat de către Companie cuprinse în Decizia nr.15/2020.

La termenul din 10.12.2021 CAB respinge cererea de chemare în judecată formulată de Companie. Transelectrica a declarat recurs respins ca nefondat în data de 07.03.2024. Hotărâre definitivă nr.1319/2024.

• **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, Opcom, Menarom PEC SA Galați, Romelectro SA, Transenergo Com SA, ENNET GRUP SRL, PET Communication, ISPE, EXPLOCOM GK SRL, Grand Voltage și alții).

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

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cu privire la contractele de mandat încheiate între Companie și aceștia. Pentru aceste litigii, Compania are constituit provizion.



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	T1 2025	2024	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	5.751	5.775	(23)	(0,4%)
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	4	6	(2)	(33%)
Imobilizări necorporale	290	312	(23)	(7%)
Imobilizări financiare	90	86	4	4%
Total active imobilizate	6.135	6.179	(44)	(1%)
Active circulante				
Stocuri	46	47	(1)	(3%)
Creanțe	2.922	3.779	(857)	(23%)
Numerar și echivalente	821	672	150	22%
Total active circulante	3.789	4.497	(708)	(16%)
Total active	9.924	10.676	(753)	(7%)
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	-	n/a
Capital social subscris	733	733	-	n/a
Primă de emisiune	50	50	-	n/a
Rezerve legale	147	147	-	n/a
Rezerve din reevaluare	1.487	1.514	(28)	(2%)
Alte rezerve	257	257	-	n/a
Rezultat reportat	3.300	3.115	185	6%
Total capitaluri proprii	5.973	5.815	158	3%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	621	537	84	16%
Împrumuturi pe termen lung	8	8	-	n/a
Datorii privind impozitele amânate	241	244	(3)	(1%)
Obligații privind beneficiile angajaților	88	88	-	n/a
Alte datorii pe termen lung	6	6	-	n/a
Total datorii pe termen lung	964	883	81	9%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	2.845	3.862	(1.016)	(26%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	4	7	(2,2)	(33%)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	15	18	(3)	(18%)
Împrumuturi pe termen scurt	18	24	(5,92)	(24%)
Provizioane	32	33	(0)	(1%)
Venituri în avans pe termen scurt	26	22	4	17%
Impozit pe profit de plată	45,64	12,62	33,02	262%
Total datorii curente	2.987	3.978	(991)	(25%)
Total datorii	3.951	4.861	(910)	(19%)
Total capitaluri proprii și datorii	9.924	10.676	(753)	(7%)

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]									
Indicator	T1 2025	T1 2024	2023	2024	Bugetat T1 2025	Realizat T1 2025 vs T1 2024	Realizat T1 2025 vs T1 2024 (%)	Realizat vs Bugetat T1 2025	Realizat vs Bugetat T1 2025 (%)
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	576	503	1.956	2.024	555	73	15%	21	4%
Venituri din serviciile de sistem	158	127	391	633	151	31	25%	7	4%
Venituri din piața de echilibrare	667	1.332	2.269	4.966	1.214	(666)	(50%)	(547)	(45%)
Alte venituri	11	26	102	256	21	(16)	(60%)	(10)	(49%)
Total venituri din exploatare	1.411	1.988	4.718	7.879	1.941	(577)	(29%)	(530)	(27%)
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	(189)	(169)	(640)	(716)	(211)	(20)	(12%)	22	10%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	(667)	(1.332)	(2.269)	(4.966)	(1.214)	666	50%	547	45%
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(100)	(105)	(499)	(524)	(133)	5	5%	32	24%
Amortizare	(94)	(85)	(334)	(356)	(95)	(9)	(11%)	1	1%
Cheltuieli cu personalul	(96)	(87)	(348)	(373)	(98)	(9)	(10%)	1	1%
Reparații și mentenanță	(26)	(24)	(115)	(129)	(33)	(2)	(9%)	7	22%
Materiale și consumabile	(1)	(2)	(8)	(9)	(3)	-	11%	1	51%
Alte cheltuieli din exploatare	(51)	(57)	(270)	(229)	(70)	6	11%	19	28%
Total cheltuieli din exploatare	(1.225)	(1.861)	(4.484)	(7.301)	(1.856)	636	34%	631	34%
Profit din exploatare	187	127	234	579	85	59	47%	102	n/a
Venituri financiare	3	2	36	27	2	1	39%	1	46%
Cheltuieli financiare	(2)	(2)	(36)	(14)	(1)	-	(12%)	(1)	(68%)
Rezultat financiar net	1	(0,08)	0,3	13,5	1	1	n/a	-	17%
Profit înainte de impozitul pe profit	188	127	234	592	86	60	47%	102	n/a
Impozit pe profit	(30)	(24)	(21)	(6)	(11)	(6)	(26%)	(19)	n/a
Profitul exercițiului	158	103	214	586	75	54	52%	83	n/a

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	T1 2025	T1 2024	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierdere perioadai	157,55	103,38	54,2
Cheltuiala cu impozitul pe profit	30,02	23,80	6,2
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea si deprecierea imobilizarilor (inclusiv CPT suplimentar)	94,21	85,03	9,2
Venituri din productia de imobilizari necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	(0,92)	(7,37)	6,4
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	0,02	(0,03)	0,0
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	-	(2,00)	2,0
Pierderi din creanțe și debitori diverși	1,67	2,66	(0,99)
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	(0,14)	1,92	(2,1)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	-	(0,10)	0,1
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	0,05	3,17	(3,1)
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(0,25)	(2,10)	1,8
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	(1,69)	(0,37)	(1,3)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	280,51	207,98	72,5
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	745,13	121,00	624,1
Clienți - echilibrare	110,38	(109,61)	220,0
Clienți - cogenerare	(0,33)	(32,09)	31,8
Stocuri	1,33	(2,38)	3,7
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	(898,04)	(234,86)	(663,2)
Datorii - echilibrare	(126,63)	81,49	(208,1)
Datorii - cogenerare	36,87	(23,53)	60,4
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(3,32)	(4,62)	1,3
Venituri în avans	93,02	9,48	83,5
Fluxuri de trezorerie activitate exploatare	238,91	12,87	226,0
Dobânzi plătite	(0,22)	(0,63)	0,4
Numerar net generat din activitatea de exploatare	238,70	12,24	226,5
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(73,24)	(112,75)	39,5
Titluri de participare deținute la Geco Power Company Corridor SRL	3,75	-	3,8
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	(5,72)	2,71	(8,4)
Dobânzi încasate	2,24	1,15	1,1
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(80,46)	(108,90)	28,4
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(5,99)	(5,98)	(0,01)
Utilizare linie de credit capital de lucru	-	48,73	(48,7)
Plăți leasing clădire	(2,66)	(2,66)	-
Dividende plătite	-	(0,01)	-
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(8,66)	40,07	(48,7)
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	149,58	(56,58)	206,2
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	671,56	519,36	152,2
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	821,13	462,78	358,4

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

Indicatori	Formula de calcul	T1 2025	2024
Indicatorul lichidității curente (x)	<u>Active curente</u> Datorii curente	1,27	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	<u>Capital împrumutat</u> x 100 Capital propriu	0,51%	0,67%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	<u>Capital împrumutat</u> x 100 Capital angajat	0,51%	0,66%
Viteza de rotație clienți (zile)	<u>Sold mediu clienți** x nr.zile</u> Cifra de afaceri	69,76	51,58
Viteza de rotație active imobilizate (x)	<u>Cifra de afaceri</u> Active imobilizate	0,23	1,24

* 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.

**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.

ANEXA 5: Acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-martie 2025

La momentul elaborării prezentului raport nu există acte constitutive modificate în T1 2025.

ANEXA 6: Acte de numire/revocare emise în ianuarie-martie 2025

Consiliul de Supraveghere

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

Directorat

- La momentul elaborării prezentului raport nu există acte de numire/revocare ale Directoratului Companiei.

ANEXA 7 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în T1 2025 pentru achiziția de bunuri, servicii și lucrări, a căror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achiziție (pentru achizițiile de bunuri și lucrări) și respectiv de 100.000 Euro/achiziție (pentru servicii)

Nr. Crt.	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 1317/2025	Trecerea la 400 kV a stației Teleajen și re tehnologizarea stației 110 kV Teleajen	40	161,95	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 1475/2025	LEA 400 kV Suceava - Bălți pentru porțiunea de proiect pe teritoriul României	52	133,43	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
3	C 1232/2025	Stația electrică 400 kV Stâlp și modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp - lucrări	24	95,33	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
4	SB 11/2025	Mentenanță majoră a LEA 220 kV Cluj - Florești - Alba Iulia și stâlp antenă (execuție)	36	17,04	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
5	C 1465/2025	RC LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	36	9,08	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
6	PT 5/2980/2025	Montare dispozitive antigalopare pentru diminuare efecte galopare conductoare active pe lea 400 kV s.c. Slatina-Dragănești Olt și LEA 220 kV d.c. Slatina- Grădiște	12	5,30	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
7	C 1519/2025	Program pentru calculul off-line al curenților de scurtcircuit, verificarea reglajelor protecțiilor, determinarea echivalenților de sistem și simularea scenariilor de defect în rețele elctrice	38	3,30	0,00	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
8	TM 12/2025	Reconductorare ax LEA 220 kV Urechești, Târgu Jiu Nord - Paroșeni - Baru Mare - Hăsdar (proiectare)	18	2,71	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
9	C 1235/2025	Servicii de audit financiar pentru anul 2024	12	1,10	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată

Anexa 6 – Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București. operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„CAB”	Curtea de Apel 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

