

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Raport preliminar
Ianuarie – Decembrie 2024



	Cifre cheie	3
	Date financiare	4
	Date operaționale	19
	Dezvoltare RET	25
	Evenimente semnificative	32
	Alte aspecte	44
	Anexe	53

RAPORT PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ

A CNTEE "TRANSELECTRICA" SA

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

pentru perioada încheiată la data de 31 decembrie 2024

Data raportului:	28 februarie 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:	2.763.528.453,40 lei (37,70 lei/acțiune la 31.12.2024)
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 preliminare întocmite la data de 31.12.2024 nu sunt auditate. Sumele corespunzătoare datei de 31 decembrie 2023 sunt auditate de auditor financiar extern.

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, situațiile financiare interimare separate preliminare neauditare la data și pentru perioada de 12 luni încheiată la 31 decembrie 2024 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, 18 februarie 2025

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Cosmin-Vasile
NICULA**

**Membru
Directorat**

**Victor
MORARU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie 2024 vs 2023

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

7.879	mil lei	▲	67%	Venituri operaționale
			y/y	
939	mil lei	▲	65%	EBITDA
			y/y	
597	mil lei	▲	180%	Profit net
			y/y	
51,82	TWh	▲	2,8%	Energie tarifată**
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,19%	*	▼	- 0,18	pp	CPT
			y/y		
43,38	TWh	▲	2,9%	Energie transportată***	
			y/y		

INVESTIȚII

664	mil lei	▲	51%	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
			y/y	
653	mil lei	▲	17%	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)

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

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

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



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare preliminare la 31 decembrie 2024 este prezentată mai jos. Rezultatele financiare preliminare la 31.12.2024 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]	2024	2023	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	51,82	50,39	1,4	2,8%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	2.341	2.090	251	12%
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:	2.086	1.988	98	5%
Tarif reglementat	1.619	1.545	74	5%
Alte venituri din PE*	185	100	85	86%
Interconexiune	282	343	(61)	(18%)
Alte venituri	255	102	153	150%
Costuri operaționale	(1.450)	(1.382)	(68)	(5%)
Cheltuieli privind operarea sistemului	(716)	(640)	(75)	(12%)
Reparații și mentenanță	(129)	(115)	(14)	(12%)
Cheltuieli cu personalul	(369)	(348)	(20)	(6%)
Alte costuri	(237)	(278)	41	15%
EBITDA	891	708	183	26%
Amortizare	(356)	(334)	(22)	(7%)
EBIT	535	374	161	43%
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	5.538	2.628	2.910	111%
V.Servicii de sistem	571	359	212	59%
V.Piața de echilibrare	4.967	2.269	2.698	119%
Costuri operaționale	(5.491)	(2.768)	(2.722)	(98%)
C.Servicii de sistem	(524)	(499)	(24)	(5%)
C.Piața de echilibrare	(4.967)	(2.269)	(2.698)	(119%)
EBIT	48	(140)	187	134%
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	7.879	4.718	3.161	67%
Costuri operaționale	(6.941)	(4.150)	(2.791)	(67%)
EBITDA	939	568	370	65%
Amortizare	(356)	(334)	(22)	(7%)
EBIT	582	234	348	149%
Rezultat financiar	18	0,27	18	n/a
EBT	601	234	366	156%
Impozit pe profit	(4)	(21)	17	83%
Profit net	597	214	384	180%

* (+)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]	2024	2023	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	5.764	5.416	349	6%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	6	14	(8)	(57%)
Imobilizări necorporale	312	282	30	11%
Imobilizări financiare	86	86	-	-
Total active imobilizate	6.169	5.798	371	6,4%
Active circulante				
Stocuri	47	51	(4)	(8%)
Creanțe	3.788	2.116	1.673	79%
Numerar și echivalente	672	519	152	29%
Total active circulante	4.507	2.686	1.821	68%
Total active	10.675	8.484	2.192	26%
Capitaluri proprii	5.828	5.190	638	12%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	539	519	19	4%
Împrumuturi pe termen lung	8	32	(24)	(75%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	-	6	(6)	-
Alte datorii pe termen lung	316	360	(44)	(12%)
Total datorii pe termen lung	863	918	(55)	(6%)
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	3.861	2.242	1.618	72%
Împrumuturi pe termen scurt	24,3	24,5	(0,2)	(1%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	7	9	(2)	(24%)
Alte datorii pe termen scurt	75	100	(25)	(25%)
Impozit pe profit de plată	18,4	0,4	17,9	n/a
Total datorii curente	3.985	2.376	1.609	68%
Total datorii	4.848	3.294	1.554	47%
Capitaluri proprii și datorii	10.675	8.484	2.192	25,8%

Situția separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	2024	2023	Δ	Δ (%)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	803	670	133	20%
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(596)	(312)	(284)	(91%)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(55)	(154)	99	64%
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	152	204	(52)	(25%)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	519	315	204	65%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	672	519	152	29%

REZULTATE OPERAȚIONALE

I. Volumul de energie tarifat

În anul 2024, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (51,82 TWh) a înregistrat o creștere de 2,8% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2023 (diferența între cele două perioade fiind de 1,4 TWh).

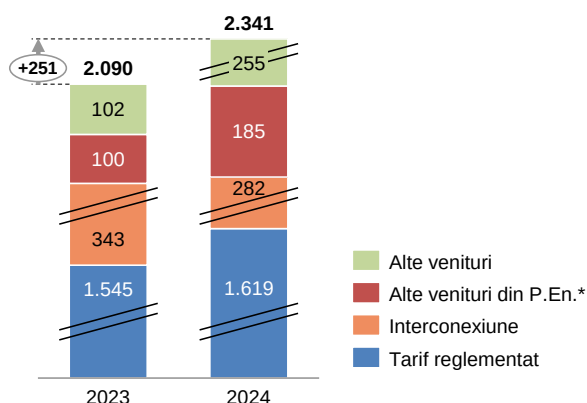
Segmentul profit permis

Venituri operaționale



Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere cu 12% a veniturilor (2.341 mil lei în anul 2024 față de 2.090 mil lei în anul 2023) în principal pe fondul creșterii veniturilor din tariful reglementat, în contextul creșterii cantității tarificate de energie (+2,8%), a veniturilor din tranzacții CPT, a veniturilor din ajutoare de avarie, a veniturilor din capitalizare CPT și înregistrarea unor venituri conjuncturale, provenite din câștigarea procesului cu ANAF, sentința 6169/2023, transmisă Companiei în luna mai 2024.

Venituri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



Creșterea veniturilor din transport și alte venituri din piața de energie (2.086 mil lei în 2024 față de 1.988 mil lei în 2023) 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 74 mil. lei (+5%) față de aceeași perioadă a anului precedent.

În intervalul ianuarie-decembrie 2024 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o diminuare, de la 343 mil lei în 2023 la 282 mil lei în 2024.

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, scăderea 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 implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

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

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

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC) au fost la 2024 în sumă de 25,8 mil lei, mai mari (+12,6 mil lei), comparativ cu aceeași perioadă din anul 2023 când au fost 13,2 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 va mai fi considerată țară perimetrică. Ca urmare, schimburile luate în considerare vor fi doar cele cu Republica Moldova. În general, România este țară plătitoare în cadrul mecanismului, dar în mod excepțional se pot înregistra venituri și din decontările lunare.

Creșterea acestor venituri este determinată de:

- **Modificarea tariful pentru schimburile cu țările perimetrice**, începând cu data de 15.06.2023, de la 1,2 EUR/MWh la 3 EUR/MWh, ceea ce a condus la o

creștere a veniturilor față de perioada similară a anului trecut.

- Schimburile de energie înregistrate în prima jumătate a anului 2024 cu ambele țări perimetrice (Ucraina și Republica Moldova), spre deosebire de perioada similară a anului 2023, când schimburile au fost doar cu Republica Moldova.

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 2024, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (95,5 mil lei) mai mari comparativ cu perioada similară a anului 2023 (46,8 mil lei), respectiv +48,7 mil lei.

În structura acestor venituri, cele obținute din tranzacțiile pe Piața Intrazilnică au fost la nivelul a circa 50% din veniturile realizate în perioada similară a anului precedent, având în vedere că o mare parte din CPT necesar a fost achiziționat pe piețele pe termen lung prin mecanismul MACEE, iar prețurile pe piețele pe termen scurt au scăzut față de anul precedent, înregistrându-se și intervale cu prețuri negative.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe Piața de Echilibrare au fost de peste 2 ori mai mari decât cele realizate în perioada similară a anului precedent având în vedere prețurile foarte mari înregistrate pe Piața de Echilibrare, precum și faptul că dezechilibrele înregistrate pentru CPT au fost în sens contrar celor ale sistemului, ceea ce a condus la achiziționarea energiei la preț negativ. Această tendință a fost mai accentuată în primul semestru al anului, în al doilea semestru înregistrându-se venituri comparabile cu cele din anul precedent.

Venituri din ajutoare de avarie

În intervalul ianuarie-decembrie 2024 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 62,2 mil lei față de 31,8 mil lei venituri înregistrate în ianuarie-decembrie 2023. Astfel în 2024 au fost acordate ajutoare de avarie către Ucraina pe fondul afectării infrastructurii energetice din această țară în urma conflictelor armate și către Serbia, pe fondul opririlor accidentale de grupuri din această țară.

Venituri din capitalizarea consumului propriu tehnologic (CPT)

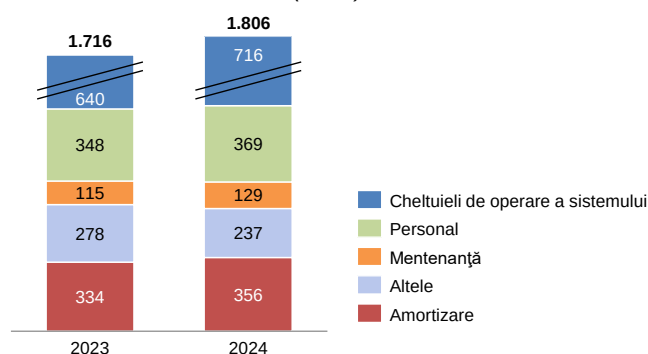
Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile recunoscute în tarifele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

Astfel, Compania a înregistrat în 2024 venituri din capitalizarea CPT în sumă de 102 mil lei (față de 13,7 mil lei venit înregistrat în 2023), reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 30 decembrie 2024.

Cheltuieli operaționale

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere cu 5% (1.806 mil lei în 2024 față de 1.716 mil lei 2023), fiind influențată în principal de creșterea cheltuielilor privind operarea sistemului, a cheltuielilor cu mentenanța și reparații RET, a cheltuielilor cu personalul și a cheltuielilor cu alte servicii executate de terți.

Costuri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



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 și RED, cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE).

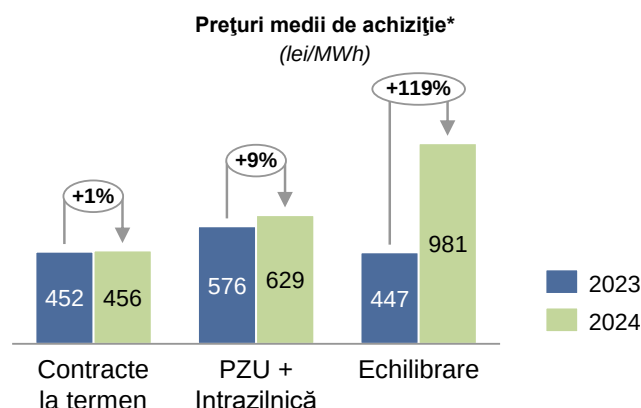
CPT: În intervalul ianuarie-decembrie 2024 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic au fost în sumă de 609 mil lei, mai mari cu 17% (+90 mil lei) comparativ cu suma de 519 mil lei înregistrată în 2023, având în vedere o serie de aspecte, în principal:

- 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;

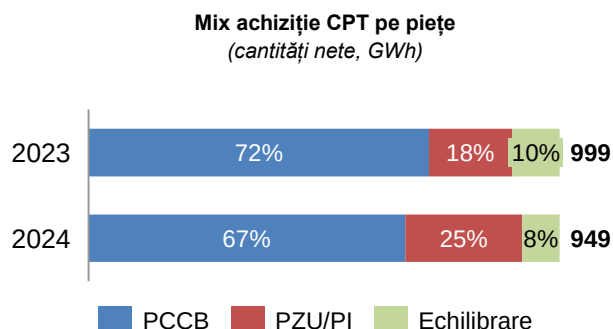
- ca urmare a prevederilor OUG nr. 153/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022, CNTEE Transelectrica SA a achiziționat energie electrică pentru acoperirea a 75% din cantitatea aferentă prognozei de CPT validate prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE). Pentru 50% din necesarul validat, energia s-a achiziționat prin alocarea anuală, la un preț de achiziție reglementat la valoarea de 450 lei/MWh. Pentru restul de energie necesară s-au efectuat alocări lunare, la prețul de 450 lei/MWh, respectiv 400 lei/MWh (din 1 aprilie 2024);
- 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 nr. 32/2024 au condus spre o ieșire treptată din schema de sprijin și o revenire la mecanismele de piață concurențiale. Ca urmare, începând cu alocările lunare aferente lunii august, cantitatea alocată pentru acoperirea CPT prin MACEE a fost aproape zero. Energia necesară a fost achiziționată prin contracte bilaterale și din PZU;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori (de la cca 420 MW la începutul anului 2023, la cca 1500 MW la începutul anului 2024), împreună cu creșterea ponderii energiei eoliene și solare, au condus la o scădere a prețurilor energiei pe piețele pe termen scurt.
- prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână;
- începând cu data de 01 iulie 2024 au intrat în vigoare o serie de modificări ale Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, în conformitate cu cerințele codurilor

Europene, care au condus la prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare. Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, putând varia foarte mult. Astfel, costurile rezultate din acoperirea deficitului de energie pe această piață au fost de circa două ori mai mari comparativ cu aceeași perioadă a anului 2023.



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

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



Prețul mediu net al energiei achiziționate pe toate piețele în 2024 a fost 541 lei/MWh, mai mare cu 24% față de prețul din perioada similară a anului 2023, respectiv 473 lei/MWh.

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În componența cheltuielilor privind operarea sistemului în 2024 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 12,8 mil lei. Pentru anul 2024, prin deciziile ANRE nr. 2642/14.11.2023 și nr. 2643/14.11.2023 au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2024 pentru Distribuție Energie Oltenia S.A. și pentru E-Distribuție Dobrogea S.A.

Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În perioada ianuarie-decembrie 2024 aceste cheltuieli au fost mai mici cu 35 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.

Din categoria “**Alte costuri**” (o scădere de 41 mil de lei în perioadele analizate) cele care au avut impact în perioada analizată sunt:

- creșterea următoarelor elemente:
 - *alte cheltuieli cu serviciile executate de terți cu +23 mil lei din care paza 7 mil, coduri paneuropene 5 mil, mentenanța Teletrans 5.5 mil, alte servicii cu terți 3.2 mil),*
 - *cheltuieli privind mărfurile (valorificări deseuri) cu +12 mil lei,*
- scăderea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: *cheltuieli cu provizioane și ajustări -68 mil lei, cheltuieli nete din reevaluarea imobilizărilor corporale cu -20 mil lei.*

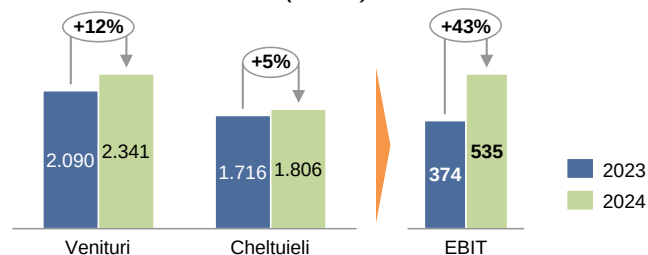
Cheltuielile cu amortizarea prezintă o creștere cu 22 mil lei influențată în principal de înregistrarea cheltuielilor cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale (+16 mil lei), calculată la valoarea reevaluată a activelor la 31 decembrie 2023, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Totodată în 2024 cheltuielile cu amortizarea activelor necorporale-CPT suplimentar sunt în valoare de 74 mil lei și prezintă o creștere față de 2023 (+6 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, se 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 535 mil lei în 2024 în creștere față de rezultatul în sumă de 374 mil lei realizat în 2023, în condițiile în care veniturile operaționale au crescut cu 251 mil lei, corelate cu o creștere mai mică a cheltuielilor (inclusiv amortizarea) cu 91 mil lei.

Structura EBIT activități profit permis
(mil lei)



Segmentul zero profit

Segmentul **activităților zero-profit** au înregistrat o creștere semnificativă a **veniturilor** (+2.910 mil lei) de la 2.628 mil lei din 2023 la 5.538 mil lei în 2024, determinată în principal de majorarea veniturilor pe piața de echilibrare (+2.698 mil lei) datorită prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, concomitent cu aprecierea veniturilor din servicii de sistem tehnologice (+212 mil lei), la tariful aprobat de ANRE, comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul creșterii cantității cu 2,8%.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o creștere semnificativă a **costurilor** (+2.722 mil lei) determinată de valoarea majorată a cheltuielilor pe piața de echilibrare.

Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare au fost de peste 2 ori mai mari în 2024 față de 2023.

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

- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori, de la aproximativ 420 MW la începutul anului 2023 la aproximativ 1500 MW la începutul anului 2024;
- lipsa controlului/monitorizării la nivelul funizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și preocuparea redusă pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală;
- gradul redus de ajustare a producției producătorilor de energie regenerabilă cu poziția netă contractuală (menționăm aici și producători beneficiari de certificate verzi, în baza prevederilor din Legea 220/2008);
- creșterea accentuată a prețurilor de ofertă în piața de echilibrare (pozitive la creștere, respectiv negative la scădere), cu impact asupra prețurilor marginale înregistrate în special în cazul energiilor activate pentru reglajul secundar, respectiv în cazul energiilor activate pe terțiar rapid la scădere în situațiile cu producție puternic excedentară;
- pentru perioada iunie - august 2024, în condițiile unui sistem preponderent excedentar, la nivelul pieței de echilibrare se înregistrează un volum mare al

selecțiilor la reducere de putere, respectiv prețuri negative semnificative în Piața de Echilibrare care determină, pe de o parte venituri importante pentru producătorii care au oferit prețuri negative la reducere de putere, respectiv costuri considerabile pentru PRE care au înregistrat dezechilibre pozitive;

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică.

De asemenea menționăm faptul că începând cu data de 01 iulie 2024 a intrat în vigoare Ordinul ANRE privind aprobarea clauzelor și condițiilor în materie de echilibrare, Ordinul ANRE nr.127/08.12.2021 pentru aprobarea *Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei publicat în Monitorul Oficial nr. 1196 din 17 decembrie 2021, cu modificările și completările ulterioare.*

Pentru 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,*
- *cadru 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 59% comparativ cu perioada similară a anului trecut (571 mil lei în 2024 față de 359 mil lei în 2023), determinată de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor (+2,8%) în contextul tarifului aprobat 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 funcționare a SEN și a calității energiei electrice transportată la parametrii 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 anul 2024, contractarea serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare în regim reglementat, s-a efectuat numai pentru energia reactivă, conform Deciziei ANRE nr. 1078/2020, fiind asigurată de către Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare** în 2024, a înregistrat o creștere (+5%) comparativ cu aceeași perioadă din 2023.

Valoarea costurilor cu achiziția serviciilor de sistem/capacitate de echilibrare a fost influențată de următorii factori:

- în conformitate cu prevederile art. II din Ordinul ANRE nr.18/30.05.2024, pe o perioadă de 3 luni, conform regulamentului 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019, în perioada 01.06.2024-31.08.2024, achiziția serviciilor de capacitate de echilibrare pentru stabilitatea frecvenței contractate de Companie se realizează astfel:
 - la un preț maximal de 82,30 lei/hMW pentru rezerva de reglaj secundar/rezerva de restabilire a frecvenței cu activare automată la creștere și pentru cea cu activare automată la reducere;
 - la un preț maximal de 37,94 lei/hMW pentru rezerva de reglaj terțiar rapid la creștere/rezerva de restabilire a frecvenței cu activare manuală la creștere;
 - la un preț maximal de 16,38 lei/hMW pentru rezerva de reglaj terțiar rapid la reducere/rezerva de restabilire a frecvenței cu activare manuală la reducere.
- în conformitate cu prevederile art. I, pct. 3 din Ordinul ANRE nr.18/30.05.2024, începând cu data de

01.09.2024 prețurile maxime nu mai sunt aplicabile, iar procedura de licitație se organizează la nivelul Transelectrica SA pe baza prețului de ofertă.

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.

Este vorba de Rezerva de Stabilizare a Frecvenței (bandă simetrică), Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată și manuală, respectiv Rezerva de Înlocuire.

Aceste rezerve vor fi calificate ca și rezerve standard, în baza Ordinului ANRE nr. 89/2021 privind aprobarea de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în anul 2024, s-au constatat următoarele:

- o creștere abruptă a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere. Astfel s-au înregistrat creșteri ale prețului de achiziție a rezervei de la 9,82 lei/hMW la valori de până la 250 lei/hMW (preț de achiziție pentru Rezerva terțiară rapidă - reducere de putere înregistrat în perioada aprilie-mai 2024).
- aceeași tendință s-a constatat și la Rezerva secundară, în perioada ianuarie - iunie 2024.
- în perioada iunie- august 2024 prețurile de achiziție a capacităților de echilibrare RRFa, RRFm, la creștere și reducere de putere, s-au menținut la nivelul prețurilor reglementate de prevederile art. II din Ordinul Președintelui ANRE nr.18/30.05.2024, fiind înregistrate și prețuri sub limita maximă impusă de autoritate.
- în luna septembrie 2024, odată cu eliminarea prețurilor plafonate, conform prevederilor art. II din Ordinului Președintelui ANRE nr.18/30.05.2024, s-a înregistrat un trend de creștere a prețului de achiziție pentru RRFa la creștere și reducere de putere și RRFm la reducere de putere.

Pentru anul 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.

- trendul de evoluție al prețurilor pe piața capacităților de echilibrare va fi crescător, având în vedere evoluția prețurilor pentru perioada septembrie – decembrie 2024.
- 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 2024 în sumă de 48 mil lei, în creștere cu +187 mil lei față de rezultatul negativ de 140 mil lei realizat în 2023.

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.

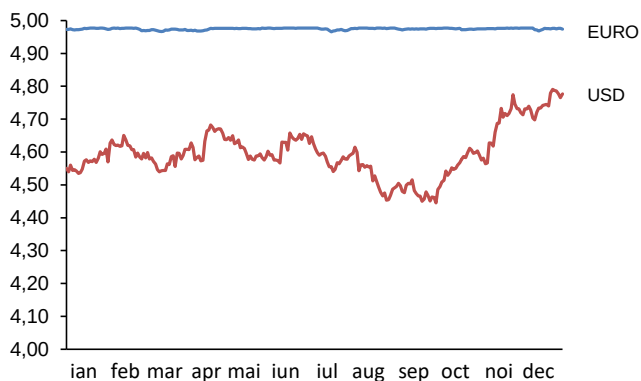
II. Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în anul 2024 în valoare netă de 18 mil lei, comparativ cu profitul de 0,3 mil lei din aceeași perioadă a anului trecut, a fost influențat în principal de încasarea dividendelor de la filiala OPCOM SA în sumă totală de 14,6 mil lei, de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată, în condițiile în care s-au înregistrat pierderi din diferențe de curs valutar al monedei naționale în raport cu monedele străine în care Compania are contractate împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții (Euro).

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 2024 este redată în graficul următor:

Evoluția cursului de schimb valutar



III. Rezultat brut Companie (EBT)

Venituri operaționale totale

Veniturile totale operaționale realizate în anul 2024 au înregistrat o apreciere în procent de 67% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (7.879 mil lei în anul 2024 față de 4.718 mil lei în anul 2023), în contextul impactului semnificativ a veniturilor din activitățile zero-profit.

Cheltuieli operaționale totale

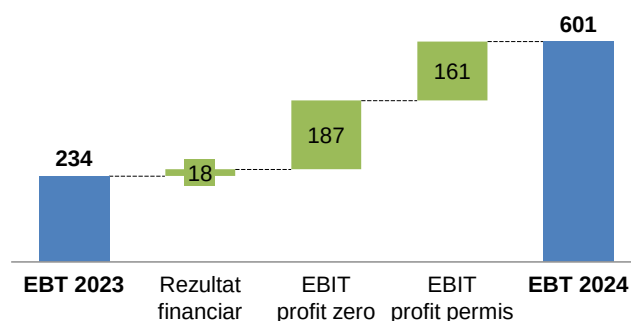
Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în pe parcursul anului 2024 au înregistrat o creștere cu 63% comparativ cu perioada similară a anului anterior 7.297 mil lei în anul 2024 față de 4.484 mil lei în anul 2023 în contextul impactului semnificativ a creșterii cheltuielilor din activitățile zero-profit.

Rezultatul brut a înregistrat o valoare mai mare în perioada analizată, de la 234 mil lei în anul 2023 la 601 mil lei în anul 2024, în principal datorită creșterii cu

2,8% a cantității de energie electrică livrată consumatorilor, și a veniturilor conjuncturale (a veniturilor din tranzacții CPT, veniturilor din ajutoare de avarie +30 mil lei, veniturilor din capitalizare CPT (nemonetare) +88 mil lei, a altor venituri din exploatare +64 mil lei unde creșterea a fost determinată, în principal, de înregistrarea veniturilor din despăgubiri, amenzi și penalități ca urmare a recuperării pe cale juridică, conform Hotărârii civile nr. 6169/2023, comunicată Companiei în data de 15 mai 2024).

Dinamica între rezultatul înregistrat în anul 2024 comparativ cu anul 2023, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:

Dinamica elementelor EBT
(mil lei)



IV. Rezultat net

Rezultatul brut influențat cu impozitul pe profit în valoare de 4 mil lei a dus la un **rezultatul net** la sfârșitul anului 2024 în valoare de 597 mil lei, în creștere față de anul 2023 când a fost de 214 mil lei.

POZIȚIA FINANCIARĂ

I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în decembrie 2024 comparativ cu decembrie 2023, o creștere în sumă de 371 mil lei, determinată în principal, de creșterea valorii nete a imobilizărilor corporale (+349 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 decembrie 2024, valoarea contabilă netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 6 mil lei.

Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 31 decembrie 2024 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 mil lei;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 0,6 mil lei;
- Program off-line pt realizarea modelelor individuale de rețea, calcul regim permanent, calcul capac. transfrontalieră, modul de conversie format CGMES (cf.cerinte ENTSO-E), în vederea programării și funcționării SEN pe div.orienturi 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 vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

La 31 decembrie 2024 s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar în sumă de 102 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 a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 298 mil lei.

II. Active circulante

Activele circulante la 31 decembrie 2024 (4.507 mil lei) au înregistrat o creștere în procent de 68% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2023 (2.686 mil lei), datorată în principal creșterii creanțelor cât și a numerarului și echivalentelor de numerar.

Creanțele comerciale înregistrează o creștere cu 55% față de 31 decembrie 2023 (2.703 mil lei la 31 decembrie 2024 comparativ cu 1.746 mil lei la 31 decembrie 2023). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- clienții din activitatea operațională care datorită volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie au generat un sold mai mare al creanțelor din activitatea operațională (1.898 mil lei la data de 31 decembrie 2024 față de 1.005 mil lei la data de 31 decembrie 2023).
- clienții – piața de echilibrare care datorită creșterii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2024, față de trimestrul IV din anul 2023 a determinat și creșterea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (669 mil lei la data de 31 decembrie 2024 față de 594 mil lei la data de 31 decembrie 2023).

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: OPCOM, IBEX, MAVIR, Electrica Furnizare SA, Ciga Energy SA, Cinta Energy SA, Hidroelectrică, Bursa Română de Mărfuri, RAAN, JAO. Ponderea acestora este de 77,04% în total creanțe comerciale.

- clienții - schema de sprijin, care au înregistrat o diminuare în procent de 8% (-11 mil lei) determinată, în principal, de scăderea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

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

La data de 31 decembrie 2024, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 132 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;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,8 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 2023 (suma de 5,5 mil lei) de la Bepco (2,9 mil lei) și Termoficare Oradea (2,6 mil lei), precum și suma de 14,2 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2023, de la următorii producători: Bepco SRL, CET Grivița, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Petrotel Lukoil, Poligen Power, Soceram SA, Termoficare Oradea și UATAA Motru.

Alte creanțe la data de 31 decembrie 2024, în sumă de 240 mil lei au înregistrat o creștere de 12% mil lei și includ în principal:

- debitori diverși (135 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 80 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 (12,7 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), OPCOM (3,9 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), Romenergy Industry (0,6 mil lei).

- compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice: Arelco Power (0,99 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei) și Next Energy Partners (8,39 mil lei).
- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 15 mil lei reprezentate în principal de cotizații interne și internaționale (7,9 mil lei), CPT (4,2 mil lei), polițe asigurări (0,8 mil lei) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 3 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților, sume ce urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansurile către furnizori achitate la 31 decembrie 2024 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 770 mil lei au crescut semnificativ față de decembrie 2023 când au fost în sumă de 152 mil lei.

Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (pentru ICP – Interim Coupling Project și SDAC - Single Day-ahead Coupling valoarea de 685 mil lei, iar pentru SIDC - Single Intraday Coupling valoarea de 83 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.

TVA de recuperat în sumă de 272 mil lei este aferentă deconturilor pentru perioada septembrie-decembrie 2024, din care până la data prezentului raport, s-a încasat suma de 143 mil lei reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare pentru lunile septembrie și octombrie 2024.

Ajustările de depreciere existente în sold la 31 decembrie 2024, 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 863 mil lei la data de 31 decembrie 2024 au înregistrat o diminuare în procent de 6% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2023 care era în sumă de 918 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 decembrie 2024 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2023 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente, valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat comparativ cu aceeași perioadă a anului trecut o scădere de 1%.

În intervalul ianuarie-decembrie 2024, **datoriile curente** au înregistrat o creștere în procent de 68%, de la 2.376 mil lei la 31 decembrie 2023 la 3.985 mil lei la 31 decembrie 2024, în principal pe fondul creșterii datoriilor comerciale și altor datorii.

Impact în evoluția datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au crescut cu 915 mil lei și înregistrează sold în sumă de 2.255 mil lei la 31 decembrie 2024 față de 1.341 mil lei la decembrie 2023.

Această evoluție a fost influențată în principal de:

- creșterea soldului datoriilor aferente activității operaționale cu 905 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, OMV PETROM, OPCOM, CIGA Energy SA, S Complexul energetic Oltenia SA, Joint Allocation Office, Bursa Romana de Mărfuri, Electrica Furnizare SA. La 31 decembrie 2024, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 86,31%.

- *creșterea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"* cu 96 mil lei a fost determinată în principal de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2024, comparativ cu trimestrul IV al anului 2023.

- *scăderea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)* cu 87 mil lei a fost determinată atât de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2024 față de luna decembrie 2023, cât și de plățile efectuate către RAAN în lunile mai și iunie 2024 pentru bonusul de cogenerare reținut la plată, conform deciziilor civile executorii pronunțate de Curtea de Apel București.

- **furnizorii de imobilizări** au scăzut cu 20 mil lei datorită efectuării plăților ajunse la scadență,
- **furnizori alte activități** au scăzut de asemenea cu 16 mil lei, fiind reprezentate în principal de categoria datoriilor aferente serviciilor prestate de către terți neajunse la scadență.
- **"alte datorii"** au crescut cu 730 mil lei, de la soldul de 637 mil lei în 31 decembrie 2023 la 1.366 mil lei în 31 decembrie 2024.

Structura "alte datorii" se prezintă, astfel:

- *creditori diverși* în sumă de 385 mil lei (au crescut cu 73 mil lei față de 31 decembrie 2023) și sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie (363,2 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (14,3 mil lei), redevență trim IV 2024 (1,6 mil lei),
- *clienți creditori* la data de 31 decembrie 2024 în sumă de 835 mil lei (au crescut cu 588 mil lei față de 31 decembrie 2023) și reprezintă în principal sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț în valoare de 830,9 mil lei (ICP-Interim Coupling Project, SIDC-Single Intraday Coupling, SDAC-Single Day-ahead Coupling, FBMC-Flow Based Market Coupling), dar și de la OPCOM (559,7 mil lei), IBEX (174,9 mil lei) MAVIR (38,7 mil lei), Bursa Română de Mărfuri (49,3 mil lei) și JAO (8,3 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 6,6 mil lei,
- *alte datorii* în sumă de 140 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 53 mil lei, garanții de bună plată pentru avizele tehnice de racordare în sumă de 56 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 29 mil lei.

III. Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere determinată în principal de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net în sumă de 597 mil lei, realizat la 31 decembrie 2024. Astfel capitalurile proprii la sfârșitul anului 2024 sunt în valoare de 5.828 mil lei față de 5.190 mil lei la 31 decembrie 2023.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

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

Anul 2024 a debutat cu un preț de tranzacționare de 29,80 lei/acțiune, deschizând parcursul spre prețul maxim al perioadei de 48,60 lei/acțiune înregistrat în data de 20.08.2024 ce a generat acționarilor un randament maxim de aproximativ 63%.

Prețul final al perioadei a adus acțiunilor TEL o capitalizare bursieră de 2.764 mil lei.

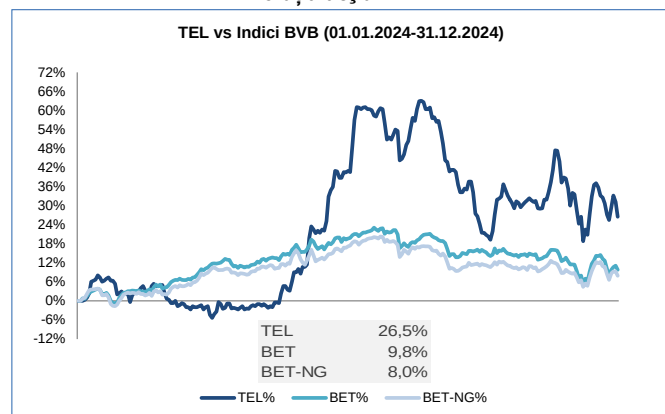
Variația randamentului acțiunilor TEL față de BET și BET-NG a oscilat în cadrul perioadei analizate și a înregistrat începând cu data de 5 iunie 2024, evoluție pozitivă față de BET cu o creștere maximă de 43 p.p. și de 46 p.p. față de BET-NG în perioada 19-20 august 2024.

Randamentul acțiunilor la finalul perioadei analizate a înregistrat un avans de 17 p.p. peste randamentul BET și de 19 p.p. peste randamentul BET-NG.

Tranzacționarea acțiunilor TEL pe parcursul anului 2024 pe piața de capital din România a înregistrat 31.915 tranzacții cu un număr mediu de 128

tranzacții/zi și 3.191.488 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 152.870 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-EF | BET-NG | BET-BK. Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

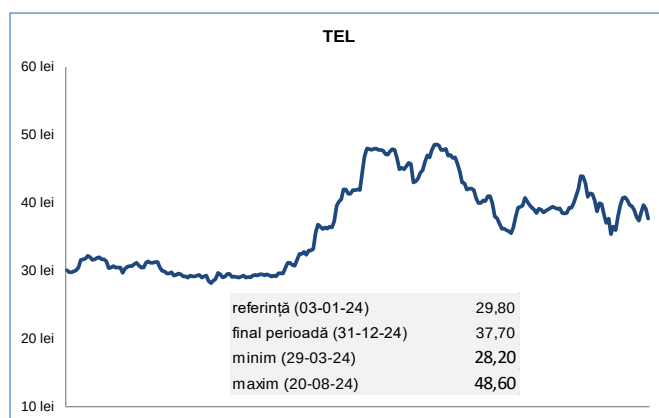
- indicele BET (Bucharest Exchange Trading - indicele de referință al pieței de capital ce reflectă evoluția celor mai lichide 20 companii listate pe piața reglementată a BVB),
- indicele BET-NG (Bucharest Exchange Trading Energy & Related Utilities - indice sectorial care reflectă evoluția companiilor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

Bursa de Valori București a lansat în data de 29 iulie, un nou indice, Bucharest Exchange Trading Energy, Utilities and Financials (BET-EF), dedicat celor mai bine reprezentate sectoare de activitate din piața de capital, energie, utilități și financiar (cu excepția fondurilor de investiții) din care face parte și Transelectrica.

Conform ultimei date de ajustare periodică înregistrată în data de 06.12.2024, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,65% în indicele BET, 3,01% în indicele BET-NG și 2,23% 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

Analiza problemelor decizionale în condiții de risc implică o evaluare a alternativelor de decizie, a consecințelor lor, considerând că efectele deciziilor nu sunt cunoscute cu siguranță. În aceste cazuri, cursul optim este acela care maximizează anticiparea, respectiv relevă valoarea probabilă sau anticipată a rezultatului.

Managementul riscului presupune, în primul rând, o cât mai exactă definire a limitelor obiective între care Compania este dispusă să accepte volatilitatea riscului și impactul acestuia asupra rentabilității, nivelul concret de risc la care este expusă activitatea desfășurată și adoptarea unor măsuri de eliminare sau reducere a riscului în vederea optimizării rezultatelor.

Cunoașterea aprofundată a amenințărilor permite o prioritizare a acestora în funcție de eventualitatea materializării lor, de amploarea impactului asupra obiectivelor și de costurile pe care le presupun măsurile menite a reduce probabilitatea de apariție sau de a limita efectele nedorite.

La nivelul Companiei se analizează periodic și sistematic riscurile legate de desfășurarea activităților proprii, elaborându-se anual *Registrul riscurilor* identificate, *Fișe de urmărire a riscurilor*, *formulare de alertă la risc* (pentru riscuri nou apărute), *Planul de implementare a măsurilor de control*, în direcția limitării posibilelor consecințe ale acestor riscuri, în conformitate cu prevederile legale.

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

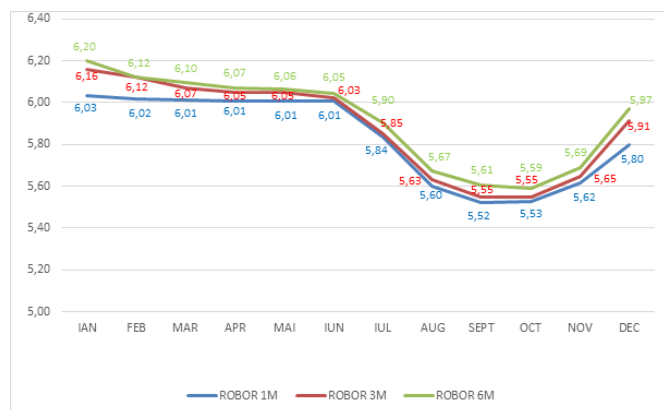
Principalele riscuri financiare pe care Compania le poate întâmpina în cadrul desfășurării activității sale sunt sumarizate în cele ce urmează:

➤ **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.

Pe termen scurt, Transelectrica are contractată o linie de credit pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, cu o dobândă variabilă calculată în funcție de referința ROBOR 1M și o altă linie de credit pentru finanțarea capitalului de lucru al Companiei, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M. La data de 31 decembrie 2024 ambele linii de credit nu au fost utilizate.

Ratele de dobândă de pe piața monetară națională au cunoscut la începutul anului un trend descendent, pe fondul excedentului de lichiditate din sistemul bancar, coroborat cu cererea mai scăzută de credite și a condițiilor mai restrictive asociate ofertei de credite, însă spre sfârșitul anului trendul devine ușor ascendent, influențat de inflație și alți factori de ordin economic, social și politic.



➤ **variația cursului valutar**

Riscul valutar exprimă probabilitatea 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.

Pentru onorarea obligațiilor în valută, Compania are deschise conturi în valută la bănci comerciale din cadrul sistemului bancar românesc.

Observăm o corelație puternică între ratele dobânzii, inflație și cursul valutar, astfel rata dobânzii a scăzut în intervalul analizat conducând la o depreciere a monedei naționale.

Cu toate acestea, diferențele de inflație dintre România și Zona Euro, deficitele de cont curent și bugetar mari, performanța slabă a economiei locale, măsurile de consolidare fiscală adoptate recent, conduc către deprecierea monedei naționale.

➤ **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.

Până la această dată, nu au fost situații de neîncadrare în prevederile din acordurile de finanțare ale Companiei.

➤ **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. În perioada analizată în relația cu clienții nu au fost întâmpinate probleme, facturile fiind încasate în termen sau cu mici decalaje nesemnificative.

➤ **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.

Comitetul de reglementare al ANRE a aprobat în unanimitate în ședința din data de 06.08.2024 rata reglementată a rentabilității capitalului investit (RRR) aplicată la aprobarea tarifelor pentru serviciile de transport și distribuție ale energiei electrice și gazelor naturale, pentru a cincea perioadă de reglementare. Aceasta, exprimată în termeni reali, înainte de impozitare, este de 6,94%.

➤ **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). Acest risc nu s-a materializat în perioada analizată.

➤ **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.

În anul 2024, datorită 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 13 Decembrie 2024 agenția de rating Moody's reconfirmă ratingul atribuit Companiei în anul 2023 (calificativul Baa3, perspectivă stabilă), rating care implică un risc scăzut de nerambursare și o capacitate puternică de a-și îndeplini angajamentele financiare.

Transelectrica se află pentru al treilea an consecutiv în categoria de investment-grade (risc investițional moderat), având în vedere importanța strategică a Companiei, îmbunătățirea continuă a cadrului de reglementare, precum și beneficiul dat de suportul guvernamental în caz de dificultăți financiare.

➤ **riscul investițional** apărut ca urmare a dificultăților financiare la nivelul filialelor cauzate atât de datoriile istorice, mediul concurențial cât și de managementul propriu al acestora.

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.

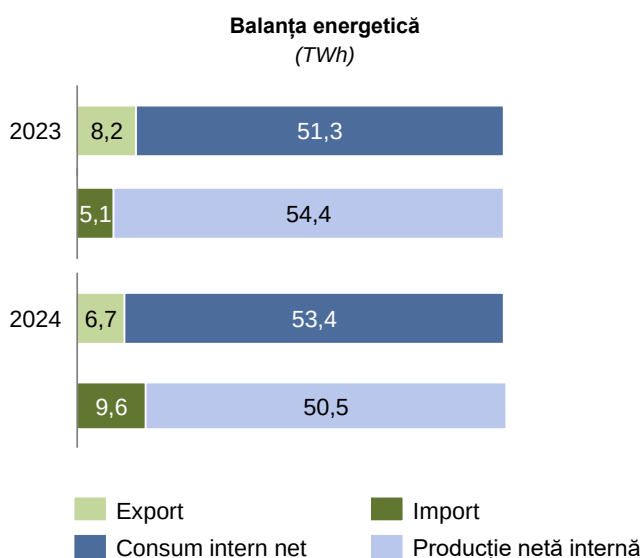


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – decembrie 2024 comparativ cu aceeași perioadă din anul 2023, se observă o creștere cu un procent de 4% a consumului intern net¹ și o scădere cu 7% a producției nete de energie.

Schimbările fizice transfrontaliere de export au înregistrat în anul 2024 o scădere de 19% față de aceeași perioadă din anul 2023, iar cele de import au înregistrat o creștere în procent de 88%.



Consumul de energie electrică în anul 2024 a înregistrat creșteri lunare, cu valori cuprinse între 0,51% în luna februarie și 8,75% în luna iulie, cu excepția lunilor aprilie și mai, când s-au înregistrat scăderi (-1,70% în aprilie și -0,41% în mai).

Creșterea consumului la nivel de an a avut loc pe fondul unei temperaturi medii anuale mai mari cu 0,6 °C în anul 2024 comparativ cu cea din anul 2023, dar cu valori mai scăzute decât în anul anterior în lunile de toamnă - iarnă (ianuarie și septembrie – decembrie), respectiv mai ridicate în lunile de vară (iunie – august), fapt care a determinat creșterea utilizării climatizării alimentate din surse electrice.

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

Creșterea consumului este în realitate mai mare, dacă se ține cont de creșterea puterii instalate la prosumatori, al căror consum alimentat din sursă proprie nu se cunoaște, dar și de consumatorii care dețin panouri fotovoltaice dar nu sunt înregistrați ca prosumatori.

Evoluția consumului în trimestrul IV a fost influențată atât de temperaturile medii lunare mai mici decât cele din anul 2023, cu un ecart negativ de 2,4°C în lunile octombrie și noiembrie, respectiv de 0,7°C în luna decembrie.

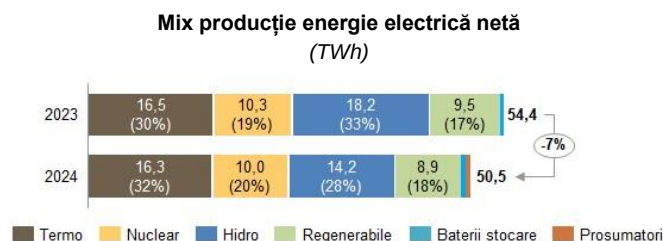
În plus, scăderea numărului de ore de insolație în lunile octombrie, dar mai ales noiembrie, a condus la scăderea producției generate de prosumatori.

MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie - decembrie 2024 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2023, s-a înregistrat o scădere pe toate componentele respectiv, din surse Termo în procent de 1%, Nuclear 3%, Hidro 22%, Regenerabile 6%.

Începând cu al treilea trimestru din anul 2023, în mixul de producție s-a introdus producția din baterii, care, la sfârșitul anului 2024 a cumulat valoarea de 27,5 GWh.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – decembrie 2024 se observă că cea mai mare pondere, 32%, este reprezentată de componenta Termo urmată de componenta Hidro 28%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de 18% respectiv 20%.



PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

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

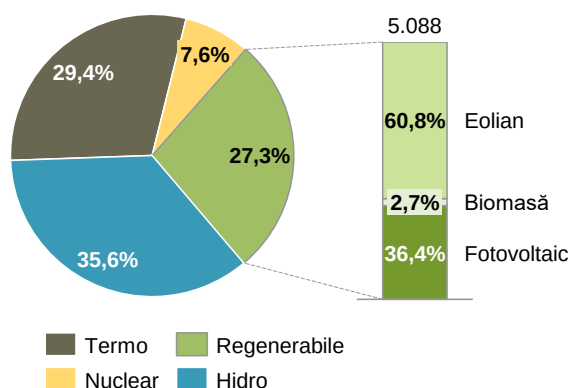
La data de 01 ianuarie 2025, puterea brută instalată în SEN totaliza 18.610 MW, cu următoarea structură pe surse primare de energie: cărbune – 2.762 MW (2.162 MW net), hidrocarburi – 2.714 MW (2.187 MW net), nuclear – 1.413 MW (1.300 MW net), hidro – 6.633 MW (6.307 MW net), eolian – 3.095 MW (3.035 MW net), fotovoltaic – 1.853 MW (1.763 MW net), biomasă – 138 MW (127 MW net).

De asemenea, precizăm faptul că în decursul anului 2024 s-au pus în funcțiune centrale electrice care totalizează 1.143 MW, cu următoarea structură: 25 MW hidrocarburi, 30 MW eolian, 581 MW fotovoltaic, 53 MW hidro, 330 MW cărbune, 121 MW în baterii de stocare și respectiv 3 MW biogaz.

În ceea ce privește capacitățile instalate în cursul anului 2024 în centrale electrice clasice, precizăm următoarele:

- cei 330 MW pe cărbune aparțin grupului TA5 CTE Rovinari, care a fost retehnologizat în perioada anilor 2015 – 2024;

Putere instalată 2024 (18.610 MW. valoare brută)



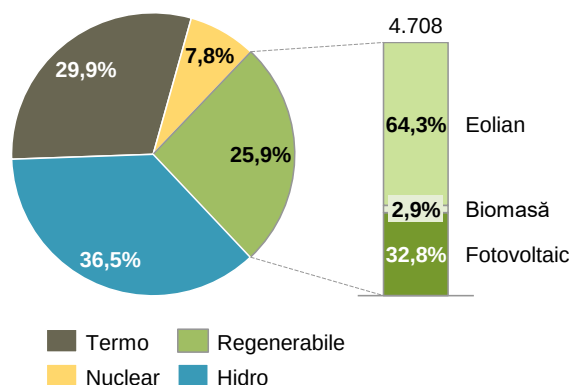
- cei 53 MW în centralele hidroelectrice aparțin grupului TH5 CHE Stejaru, care a fost retehnologizat.

Practic, cea mai mare creștere de capacitate instalată în centrale în cursul anului 2024 se înregistrează în centralele electrice fotovoltaice, unde s-au instalat 581 MW.

Menționăm faptul că la data de 01 decembrie 2024, puterea instalată la prosumatori era de 2.336 MW, cu cca. 950 MW peste valoarea de la 01 decembrie 2023. Astfel, în trimestrul al IV-lea s-au înregistrat creșteri lunare ale valorilor consumului, cu un minim de 2,18 % în luna decembrie și un maxim de 5,91 % în luna octombrie.

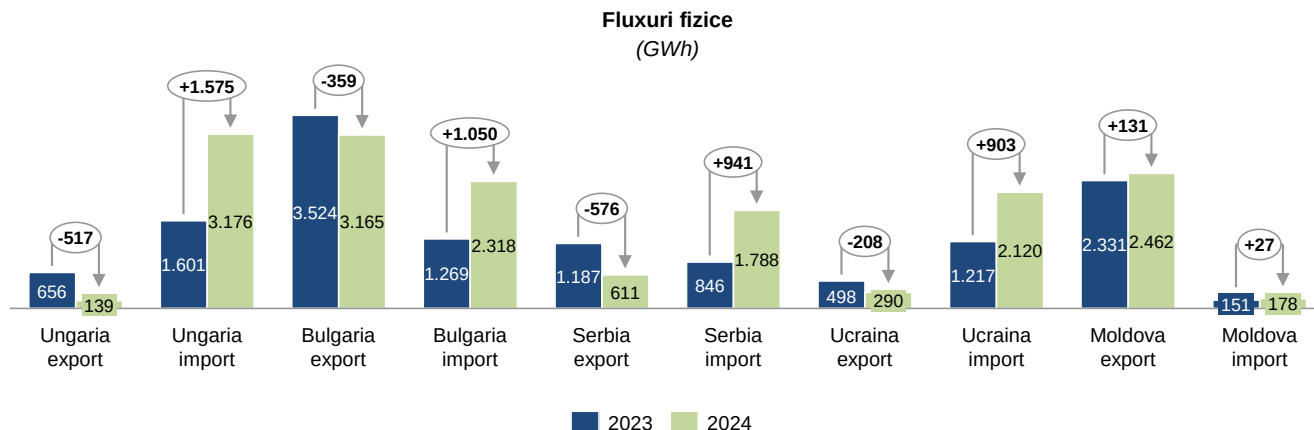
Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie-decembrie 2024 comparativ cu ianuarie-decembrie 2023, este redată în graficele care ce urmează:

Putere instalată 2023 (18.210 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/export pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – decembrie 2024 față de ianuarie - decembrie 2023 se prezintă astfel:

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

- importul a crescut pe toate granițele.

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - decembrie 2023, fluxurile fizice de export au scăzut pe granița cu Bulgaria (-10% -359GWh) Serbia (-49% -576GWh), Ungaria (-79% -517GWh) și Ucraina (-42% -208GWh) și au crescut pe granița cu Moldova (+6% +131GWh).

În ceea ce privesc fluxurile comerciale, în anul 2024 față de anul 2023 s-a înregistrat o creștere de aproximativ 59% a schimburilor comerciale la import și o scădere de 22% a energiei tranzitate.

Față de trimestrul al IV-lea din anul 2023, s-a înregistrat în general o scădere a gradului de utilizare a capacității alocate la export, respectiv o scădere de aproximativ 12% a schimburilor comerciale la export și de 35% a energiei tranzitate, pe fondul unei hidraulicități mai scăzute comparativ cu anul trecut, în special în lunile noiembrie și decembrie și în condițiile unui consum intern de energie electrică mai mare față de perioada similară din 2023.

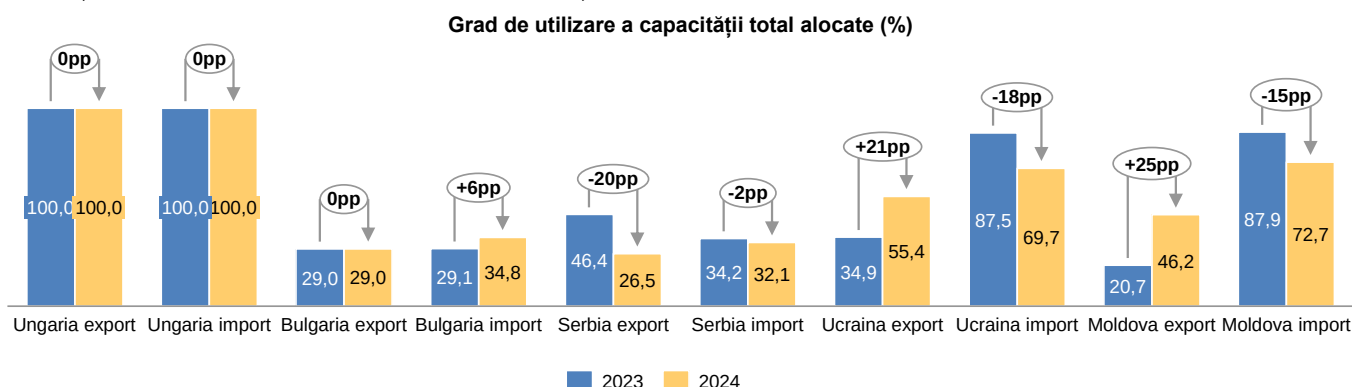
Schimburile comerciale includ cantitatea de energie electrică importată și exportată ca urmare a participării Transelectrica S.A. în calitate de membru operațional în platforma europeană Imbalance Netting (IGCC), începând cu data de 17 decembrie 2021.

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 lunare nu mai reprezintă un drept fizic care poate fi utilizat de către participant, ci doar un drept financiar al acestuia).



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 – decembrie 2024, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna ianuarie 2023 cu 10,1%, ca urmare a distribuției favorabile a producției și a fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de

interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria 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 2,62% în 2023 la 2,25% în 2024.

Energia intrată în contur crescut cu 4,6% în luna ianuarie 2024 (180,7 GWh) față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii 3,35% (107,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 76,6% (226 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 39,5% (153 GWh) a energiei primite din RED.

În luna februarie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna februarie 2023 cu 6,5% ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice 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 2,42% în 2023 la 2,17% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 4,4% (154,5 GWh) în luna februarie 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii 2,36% (67,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 39,8% (126,2 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 12,2% (39,1 GWh) a energiei primite din RED.

În luna martie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna martie 2023 cu 3,4%, în special ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, dar și a condițiilor meteorologice defavorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,57% în 2023 la 2,24% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 11,2% (367,5 GWh) în luna martie 2024 față de perioada similară din anul 2023, ca urmare a creșterii cu 9% (235,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 43,6% (161,2 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 10,1% (29,5 GWh) a energiei primite din RED.

În luna aprilie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna aprilie 2023 cu 9,9%, ca urmare a distribuției favorabile a producției și a fluxurilor fizice de import/export mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și 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 2,63% în 2023 la 2,44% în 2024. Energia intrată în contur scăzut cu 2,7% în luna aprilie 2024 (88,2 GWh) față de perioada similară din 2023, ca urmare a scăderii cu 17,2% (450,9 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 36,6% (171,3 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 379,8% (534 GWh) a energiei primite din import.

În luna mai 2024 CPT-ul a scăzut față de luna mai 2023 cu 0,2% ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Moldova care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice ușor mai favorabile în zonele cu densitate mare de linii electrice de transport, caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,29% în 2023 la 2,36% în 2024. Energia intrată în contur a scăzut cu 3,1% (94,4 GWh) în luna mai 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a scăderii cu 20,5% (504,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 25,1% (85,8 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 176,8% (495,7 GWh) a energiei primite din import.

În luna iunie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna iunie 2023 cu 16,1%, în special ca urmare a distribuției favorabile a producției și a fluxurilor fizice de import/export, mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice favorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,69% în 2023 la 2,21% în 2024. Energia intrată în contur a crescut cu 3% (64,4 GWh) în iunie 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii cu 95,2% (377,6 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 4,4% (108 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 48,5% (205,2 GWh) a energiei primite din RED.

În luna iulie 2024 CPT-ul a crescut față de luna iulie 2023 cu 9%, ca urmare a creșterii energiei intrate în RET și a fluxurilor fizice de import/export dezavantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Bulgaria și Serbia, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de

surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,91% în 2023 la 1,92% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 8,4% în luna iulie 2024 (297,1 GWh) față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii cu 90,79% (467 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 2,04% (56,0 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 44,23% (113,9 GWh) a energiei primite din RED.

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

În luna august 2024 CPT-ul a scăzut față de luna august 2023 cu 21,5% ca urmare a scăderii energiei intrate în RET și 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 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 2,15% în 2023 la 1,71% în 2024.

Energia intrată în contur a scăzut cu 0,9% (32,3 GWh) în luna august 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a scăderii cu 11,1% (315 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 31,1% (54,6 GWh) a energiei primite din RED, în condițiile creșterii cu 58,1% (337,2 GWh) a energiei primite din import.

În luna septembrie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna septembrie 2023 cu 9,6%, în special ca urmare a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Bulgaria, Ucraina, Ungaria și Moldova, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,31% în 2023 la 2,05% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 1,9% (63,6 GWh) în septembrie 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii cu 42,8% (221,7 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 5,6% (10,5 GWh) a energiei primite din RED și cu 5,4% (146,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

Condițiile meteorologice au fost defavorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

În luna octombrie 2024 CPT-ul a crescut față de octombrie 2023 cu 25,4%, ca urmare a creșterii

energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export dezavantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Serbia și Bulgaria care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, precum și a condițiilor meteorologice caracterizate de cantități de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,03% în 2023 la 2,50% în 2024. Energia intrată în contur crescut cu 2% în luna octombrie 2024 (72,2 GWh) față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii 11,4% (23,4 GWh) a energiei primite din RED și cu 32,1% (269,6 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 8,4% (220,8 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

În luna noiembrie 2024 CPT-ul a scăzut față de luna noiembrie 2023 cu 10,4% ca urmare a energiei intrate în conturul RET, 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.

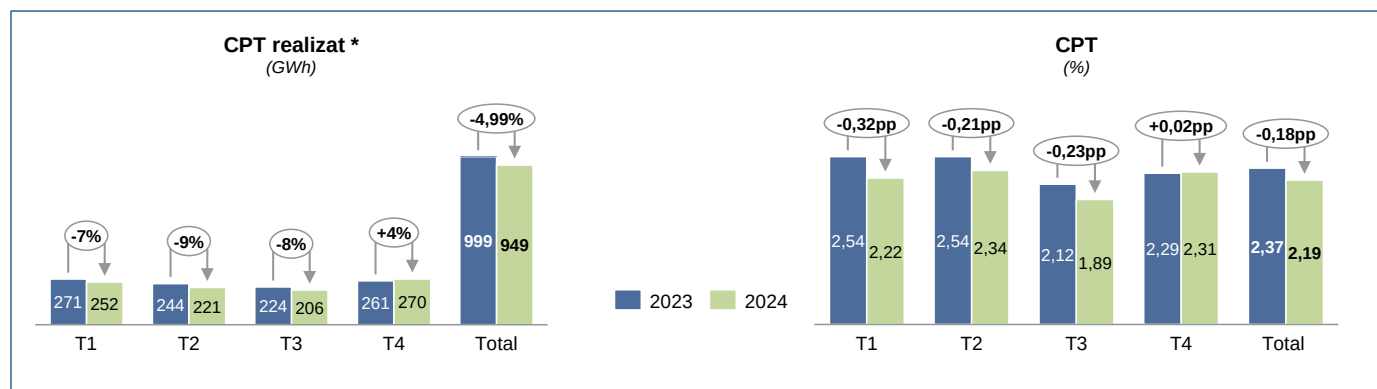
Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,50% în 2023 la 2,21% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 1,3% (48,5 GWh) în luna noiembrie 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii cu 44,8% (497 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 36,2% (62,9 GWh) a energiei primite din RED și cu 14,9% (385,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.

În luna decembrie 2024 CPT-ul a crescut față de luna decembrie 2023 cu 1,2%, în special ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET 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 scăzut de la 2,32% în 2023 la 2,23% în 2024.

Energia intrată în contur a crescut cu 5,1% (201,7 GWh) în decembrie 2024 față de perioada similară din 2023, ca urmare a creșterii cu 61,7% (783,9 GWh) a energiei primite din import, în condițiile scăderii cu 5,1% (11,8 GWh) a energiei primite din RED și cu 21,4% (570,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET.



Concluzii

Pe ansamblul trimestrului I din 2024 CPT-ul în RET a scăzut cu 7% comparativ cu perioada similară din 2023, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Bulgaria și a condițiilor meteorologice 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 2,54% la 2,22%.

Pe ansamblul trimestrului al II-lea din 2024 CPT-ul în RET a scăzut cu 9% comparativ cu perioada similară din 2023, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina și Ungaria, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse și a condițiilor meteorologice mai favorabile, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,54% la 2,34%.

Pe ansamblul trimestrului al III-lea din 2024 CPT-ul în RET a scăzut cu 8% comparativ cu perioada similară din 2023, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune de pe granițele cu Ucraina, Ungaria și Moldova, respectiv a condițiilor meteorologice mai favorabile din primele două luni analizate, caracterizate de cantități mai reduse de precipitații, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,12% la 1,89%.

Pe ansamblul trimestrului IV din 2024 CPT-ul în RET a crescut cu 4% comparativ cu perioada similară din 2023, în special ca urmare a creșterii energiei intrate în RET, a fluxurilor fizice defavorabile pe liniile de interconexiune din primele două luni și a condițiilor meteorologice defavorabile din lunile octombrie și decembrie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații, care au determinat creșterea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,29% la 2,31%.

La nivelul întregului an 2024 CPT-ul în RET a scăzut cu 5% comparativ cu anul 2023, în special ca urmare a fluxurilor fizice mai avantajoase pe liniile de interconexiune, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse și a condițiilor meteorologice mult mai favorabile, caracterizate de cantități mai mari de precipitații care au determinat scăderea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,37% la 2,19%, în condițiile în care energia intrată în conturul RET a fost mai mare cu 2,9% decât cea din anul 2023.



Dezvoltare RET

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale a crescut la 31 decembrie 2024 față de 31 decembrie 2023 pe fondul creșterii sumelor imobilizărilor corporale în curs reprezentate, în principal, de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în ianuarie-decembrie 2024 este de 653 mil lei (558 mil lei în aceeași perioadă a anului 2023) în creștere cu 95 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:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 160,7 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud, Etapa I - Extinderea Stației 400 kV Medgidia Sud – 96,7 mil lei;

- Retehnologizare Stația 220/110/20kV Baru Mare – 73,8 mil lei;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni – Fântânele – 49,4 mil lei;
- Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro – 48,8 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Filești – 48,4 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 31 mil lei;
- Retehnologizare Stația 400/110 kV Pelicanu – 19,1 mil lei;
- Relocarea rețelelor 220 kV și 400 kV - Urechești - Domnești, Țânțăreni - Bradu, Bradu - Brașov, Bradu - Stupărei și Bradu - Târgoviște pentru Drumul Expres Craiova - Pitești, tronson 4 – 16,9 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 12,6 mil lei;
- Relocarea rețelelor 220 kV și 400kV pentru construire drum expres Brăila- Galați – 10,1 mil lei;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA – 10 mil lei.

IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în anul 2024 sunt în sumă de 664 mil lei, în creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2023 când achizițiile au fost în sumă de 439 mil lei.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 31 decembrie 2024, în sumă de 970 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 304,9 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 – 157,3 mil lei;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82,8 mil lei;

- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fâlcu 1 și CEE 18 MW Fâlcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 39,8 mil lei;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan – 38,6 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlp – 38,2 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 35,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 34,6 mil lei;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 32,4 mil lei;
- Retehnologizare Stația 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 – 15,2 mil lei;

- Mărirea capacității de transport a LEA 220kV Ștejaru - Gheorgheni – Fântânele – 14,8 mil lei.

PROGRAMUL ANUAL DE INVESTIȚII

Detalierea cheltuielilor pentru investiții la 31 decembrie 2024 pe principalele capitole din programul anual de investiții, se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categorii de cheltuieli	Programat *	Realizat (mil lei)	
		(mil lei)	12L 2024	12L 2023
	Total general (A+B)	678,30	665,70	471,95
A	Cheltuieli proprii Companiei	629,61	619,06	427,23
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	48,69	46,64	44,71

* PAI 2024 revizia A11

Astfel, gradul de realizare a programului anual de investiții la 31 decembrie 2024 este de 98,1% față de Program la Total General, și de 98,3% față de Program la categoria Cheltuieli proprii Companiei.

Valoarea realizată a investițiilor în continuare este de 598,85 mil lei și reprezintă 96,6% din cheltuielile de investiții proprii Companiei realizate în anul 2024.

Valoarea realizată a investițiilor finanțate din tarif de racordare este de 46,64 mil lei, corespunzător solicitărilor de executare a unor lucrări de relocări de rețele sau racordare la rețea a unor producători.

Programul de investiții pe anul 2024 a fost revizuit de 11 ori ca urmare a solicitărilor de introducere/eliminare a unor obiective de investiții, majorarea/diminuarea unor valori ale cheltuielilor ca urmare a ritmului de execuție a proiectelor de investiții.

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 anul 2024 sunt:

- Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina – Reșița – Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 206,59 mil lei,
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad , etapa II: LEA 400 kV d.c. Reșița – Timișoara – Săcălaz – 199,99 mil lei,
- Linia electrică aeriană (LEA) 400kV dublu circuit (d.c.) cu 1 un circuit echipat (1 c.e.) Constanta Nord – Medgidia Sud– 134,53 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**”.

După depunerea în luna martie 2023 a cererii de finanțare pentru proiectul “Campus Dual POLITEHNICA București”, în cadrul Apelului PNRR/2022/ C15 / MEDU /I6/Program-pilot pentru dezvoltarea consorțiilor regionale pentru învățământ dual, în data de 11.05.2023 în urma evaluării eligibilității, proiectul a fost declarat admis.

În data de 07.07.2023 a fost publicată lista finală cu rezultatele evaluării calitative, iar proiectul a rămas pe prima poziție. Menționăm că la începutul lunii octombrie 2023 a fost semnat contractul de finanțare și, prin urmare, a fost demarată implementarea proiectului.

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, în cadrul Transelectrica 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 data de 19.03.2024, a avut loc prima întâlnire de lucru în cadrul proiectului la sediul Universității Naționale de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București împreună cu toți partenerii implicați și reprezentanți ai Ministerului Educației.

În data de 30.05.2024, a avut loc a doua întâlnire de lucru în cadrul proiectului la sediul Universității Naționale de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București împreună cu toți partenerii implicați.

În luna iunie 2024 a continuat stagiul de pregătire practică pentru cei 5 elevi de clasa a IX-a de la Colegiul Tehnic de Poștă și Telecomunicații "Gheorghe Airinei" București. Astfel a fost finalizat primul an școlar în care Compania a organizat aceste programe de pregătire practică în cadrul proiectului.

În luna august 2024 a fost semnat Actul adițional nr. 2 la "Contractul de parteneriat pentru constituirea Consorțiului pentru învățământ dual integrat, Centrul de Expertiză în Regiunea București-Ilfov", prin care a fost modificată anexa privind repartizarea elevilor și studenților pentru programele de practică între partenerii proiectului.

Fondul de Modernizare

În ceea ce privește implementarea celor 9 proiecte aferente Fondului pentru Modernizare, în conformitate cu prevederile contractelor de finanțare, au fost elaborate și transmise către Ministerul Energiei rapoarte de progres pentru anul 2023, precum și alte categorii de informații solicitate de către minister

(Notificări, solicitări de acte adiționale, raportări aferente procedurilor de achiziții publice etc).

În luna mai 2024, a fost depusă o cerere de rambursare conform graficului de depunere a cererilor de rambursare pentru proiectul „*Digitalizarea RET prin instalarea a două sisteme online pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, și pentru Monitorizarea calității energiei electrice*” în valoare de 8.602.106,45 lei.

În luna august 2024 a fost depusă o cerere de rambursare conform graficului de depunere a cererilor de rambursare pentru proiectul „*Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu*” în valoare de 1.975.252,10 lei.

În luna septembrie 2024 au fost depuse cereri de rambursare conform graficului de depunere a cererilor de rambursare aferente următoarelor proiecte:

- „*Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (d.c.) Constanța Nord – Medgidia Sud, echipată cu un singur circuit*” în valoare de 2.088,27 lei
- „*Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400 kV (1c) Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN*” în valoare de 2.482.965,39 lei
- „*Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)*” în valoare de 2.414.052,08 lei.

În luna noiembrie 2024 pentru proiectul 7. „*Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu*” în valoare de 28.305.298,85 lei.

În luna decembrie 2024 pentru proiectul 9. „*Digitalizarea RET prin instalarea a două sisteme online pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, și pentru Monitorizarea calității energiei electrice*” în valoare de 14.916.924,14 lei.

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*

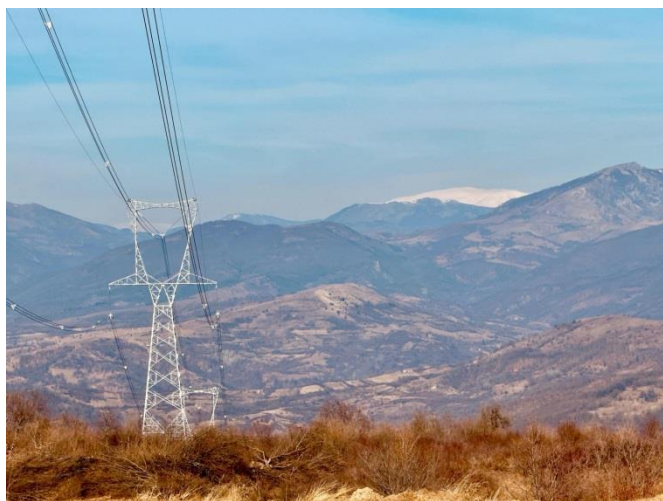
valoare totală rambursată de 27.590.123,87 lei către Autoritatea de Management – POIM.

Finanțarea acestui proiect a fost valabilă până la data de 31.12.2023. Având în vedere faptul că au fost îndeplinite condițiile aplicabile operațiunilor care fac obiectul unei implementări etapizate, Proiectul a fost inclus în Lista de proiecte care pot fi etapizate și continuate la finanțare în Programul Dezvoltare Durabilă (PDD) 2021-2027.

În data de 11 iunie 2024, Transelectrica a depus Cererea de finanțare pentru continuarea finanțării nerambursabile a Proiectului prin PDD 2021-2027, cu o valoare de 100.339.057,89 lei finanțare nerambursabilă.

În perioada iunie-decembrie 2024 s-a desfășurat evaluarea aplicației, iar în data de 12.12.2024 a fost semnat Contractul de finanțare nr.146/12.12.2024 pentru acordarea finanțării nerambursabile de către AM PDD, pentru implementarea proiectului intitulat „LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan, etapa a II-a”.

În luna decembrie 2024 a fost semnat Actul adițional nr. 6 la Contractul de finanțare nr. 276/03.10.2019 aferent proiectului „LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan” pentru încheierea programului operațional finanțat în perioada de programare 2014-2020.



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).*

De la semnarea contractului și până în luna decembrie 2024 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.*

Pe parcursul anului 2024 activitatea în cadrul proiectului a continuat conform graficului, reprezentanții Companiei contribuind activ la acțiunile aflate în derulare.

Proiectul ELECTRON (*rEsilient and seLf-healed EleCTRical pOwer Nanogrid*), finanțat prin programul Horizon 2020 al Uniunii Europene și-a continuat activitatea pe parcursul anului 2024 și s-a finalizat la data de 30.09.2024. Evaluarea finală asupra proiectului a fost realizată la data de 25.11.2024, de către reprezentanții Comisiei Europene.

Bugetul alocat Companiei este de 245.000 euro, iar suma încasată până în prezent pentru implicarea sa în cadrul proiectului este de 145.775 euro.

Proiectul CyberSEAS (Cyber Securing Energy data Services), finanțat prin programul Horizon 2020 al Uniunii Europene și-a continuat activitatea pe parcursul anului 2024 și s-a finalizat în data de 30.09.2024. Evaluarea finală asupra proiectului a fost realizată la data de 06.11.2024, de către reprezentanții Comisiei Europene.

- Proiectul este realizat în cadrul unui consorțiu format din 26 parteneri, valoarea bugetului alocat Transelectrica este de 217.235 euro.
- Suma încasată până în prezent de către Companie pentru implicarea sa în cadrul proiectului este de 129.254 euro.

Proiectul de interes comun CARMEN

În decursul anului 2024 Compania a reluat procesul de obținere a finanțării prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF). A fost demarat procesul de pregătire a aplicației de finanțare comună a partenerilor implicați în proiect (Delgaz Grid S.A., CNTEE Transelectrica SA

și Elektroenergien Systemen Operator EAD) în cadrul apelului de proiecte deschis la data de 30.04.2024.

În cadrul Proiectului CARMEN, Compania a inclus următoarele Obiective de investiții:

- „Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș și Roșiori;
- „Modernizarea și mărirea capacității de transport a LEA 220 kV: Fântânele – Ungheni”;
- „Platformă națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE);
- „Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET”.

Urmare analizei procesului de pregătire a aplicației și a oportunității de obținere a finanțării, s-a luat decizia amânării depunerii aplicației în anul 2024, concluzionându-se faptul că șansele obținerii finanțării vor fi mai mari în cadrul apelului următor și prin urmare, aplicația de finanțare va fi depusă în anul 2025.

În luna septembrie 2024, Comisia Europeană a deschis apelul de proiecte pentru candidatura pentru cea de-a doua listă europeană a Proiectelor de Interes Comun (PCI) și Proiectelor de Interes Reciproc (PMI), în conformitate cu Regulamentul (UE) 2022/869 privind rețelele trans-europene de energie (TEN-E).

Aplicația în vederea obținerii statutului de PCI a proiectului CARMEN a fost depusă cu succes în luna decembrie 2024.

Fișe de proiect în vederea finanțării prin Fondul pentru Modernizare

Au fost depuse fișe de proiect la Ministerul Energiei în vederea finanțării prin Fondul pentru Modernizare, și anume:

- *Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului;*
- *Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Optimizarea LEA prin instalarea de stâlpi inovatori cu impact redus asupra mediului;*

Semnarea Contractului pentru Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea

În data de 14.12.2023 a fost publicată decizia de aprobare a finanțării nerambursabile din Fondul pentru Modernizare - C(2023) 9054 - pentru „Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact

redus asupra mediului” (alocare 48.340.733,89 euro). Contractul de finanțare între Ministerul Energiei și CNTEE Transelectrica SA a fost semnat în data de 20.02.2024 (C62 și C101/20.02.2024).



Confirmarea Proiectului Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Optimizarea LEA (alocare 64.068.257,62 euro) investiție prioritară din partea Băncii Europene de Investiții:

- În luna februarie 2024, a fost depusă fișa de proiect la Ministerul Energiei în vederea finanțării din Fondul pentru Modernizare pentru proiectul mai sus-menționat.
- În trimestrul I 2024, Banca Europeană de Investiții a confirmat că acest proiect reprezintă o investiție prioritară, iar în data de 12.06.2024, a fost publicată Decizia de aprobare a finanțării nerambursabile de 64.068.257,62 euro din Fondul pentru Modernizare - C(2024) 4190, urmând ca în trimestrul III 2024 să se semneze Contractul de finanțare dintre Ministerul Energiei și Transelectrica.
- În luna iunie 2024 a fost publicată de către Comisia Europeană Decizia de plată privind aprobarea proiectului "Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit" pentru finanțarea din Fondul pentru Modernizare.
- În luna septembrie 2024 a fost semnat Contractul de finanțare dintre Ministerul Energiei și C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în vederea finanțării prin Fondul pentru Modernizare, pentru proiectul „Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit” P262/27.09.2024 (C880/27.09.2024), (alocare 64.068.257 lei).

Evenimente

În ceea ce privesc **elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea pe parcursul anului 2024**, 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 Transelectrica.

Perspective 2025

Ca și **perspective pentru perioada următoare** se au în vedere ca și inițiative:

- 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 – DECEMBRIE 2024

- **Contract încheiat cu filiala OPCOM S.A.**

Luând în considerare informațiile incluse în Raportul curent, având ca subiect "Contract încheiat cu filiala OPCOM S.A.", diseminat în data de 21 decembrie 2022 prin intermediul instituțiilor pieței de capital, în temeiul art. 108 din Legea nr. 24/2017 coroborat cu art. 2091 din Regulamentul nr. 5/20181, Compania a supus atenției în data de 4 ianuarie 2024, informațiile actualizate aferente anului 2024 referitoare la contractul pe care "Transelectrica" S.A. l-a încheiat cu OPCOM S.A. în vederea achiziției de energie electrică pentru acoperirea necesarului de consum propriu tehnologic (CPT) pentru anul 2024, prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) prevăzut în Anexa la OUG nr. 153/2022.

Detaliile referitoare la acest contract se regăsesc pe site-ul Companiei la secțiunea Relații Investitori/Raportări curente.

- **AGOA Transelectrica 29 ianuarie 2024**

În data de 29 ianuarie 2024, Compania a informat asupra faptului că a avut loc ședința Adunării generale ordinare a acționarilor prin întrunirea cvorumului necesar, respectiv 72,424% din capitalul social al societății, pentru desfășurarea ședinței, în cadrul căreia s-a luat act de informările privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, angajamente care implică obligații importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro, precum și creditele și garanțiile pentru credite cu o valoare sub 50.000.000 euro.

- **Participare la Forumul Economic România-Italia**

Compania a participat în data de 15 februarie 2024, alături de alte 29 de companii din România, atât publice din domeniul energiei, printre care Transgaz, Romgaz, Nuclearelectrica și Electrica, cât și private, la Forumul Economic România - Italia, organizat la Roma de Ambasada României în Italia, cu prilejul ședinței comune a Guvernelor celor două state, un eveniment reprezentativ pentru relațiile bilaterale.

Reprezentanții Companiei prezenți la sesiunile forumului la care au participat peste 120 de companii italiene, au explorat oportunități de colaborare și schimb de experiență cu mediul economic italian. Investițiile, mentenanța și operarea sistemului au fost

principalele arii de interes urmărite în temele abordate cu mediul economic italian de către managementul și experții tehnici ai Companiei responsabili de cele trei arii.

În acest sens managementul Companiei a avut o întâlnire cu reprezentanții Terna - Operatorul de Transport și Sistem din Italia, temele de discuție înscriindu-se în sfera consolidării cooperării dintre cei doi operatori de transport și sistem membri ai ENTSO-E, cu accent pe schimbul de experiență în ceea ce privește dezvoltarea infrastructurii energetice, interconexiuni și integrarea energiei regenerabile.

- **Contract de finanțare din Fondul pentru Modernizare**

În aplicarea Directivei 2003/87/CE a Parlamentului European și a Consiliului, în data de 20 februarie 2024, Compania a semnat cu Ministerul Energiei cel de-al zecelea contract de finanțare din Fondul pentru Modernizare, respectiv pentru implementarea „Proiectului-pilot DigiTEL Green - Retehnologizare stația 220/110/20kV Mostiștea” cu o valoare nerambursabilă de 48 milioane euro.

Proiectul-pilot DigiTEL Green reprezintă un efort investițional în acord cu politicile și directivele europene din domeniul energiei, asumat de Transelectrica pentru dezvoltarea și modernizarea infrastructurii energetice prin adoptarea unor soluții tehnologice și echipamente de ultimă generație care să contribuie la reducerea amprente ecologice.

Inclusă în Planul de Dezvoltare a RET pentru perioada 2022-2031, investiția din portofoliul de proiecte al Transelectrica va contribui la reducerea impactului asupra mediului înconjurător și la tranziția către o infrastructură energetică sustenabilă și eficientă.

- **Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 28 februarie 2024**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data 28 februarie 2024 a aprobat numirea în calitate de membri ai Consiliului de Supraveghere pe :

- PĂUN Costin-Mihai,
- ATANASIU Teodor,
- VASILESCU Alexandru-Cristian,
- ZEZEANU Luminița,
- DASCĂL Cătălin-Andrei, .

- ORLANDEA Dumitru Virgil,
- RUSU Rareș Stelian,

cu o durată a mandatului pe o perioadă de 4 (patru) ani începând cu data de 01 martie 2024, și până la data de 29.02.2028. A aprobat totodată stabilirea remunerației membrilor Consiliului de Supraveghere ai Companiei și forma contractului de mandat.

- **Hotărârea nr. 2 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 28 februarie 2024**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data 28 februarie 2024 a aprobat:

- ✓ Stabilirea Programului de investiții pe exercițiul financiar 2024 și estimările pentru anii 2025 și 2026,
- ✓ Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pe anul 2024, precum și estimările pentru anii 2025 și 2026.

- **Linia electrică aeriană de 400 kV – Porțile de Fier – (Anina) – Reșița**

Proiectul de construire al Liniei Electrice Aeriene 400 kV Porțile de Fier – (Anina) – Reșița a fost finalizat, linia trecând cu succes proba energizării, în data de 29 februarie 2024.

Valoarea totală a proiectului de investiții este de 150 de milioane de lei, lucrările fiind executate de Asocieria Electromontaj S.A. București – Romelectro S.A, cu subcontractanți: Emfor Montaj SA, SC Electromontaj SA Sibiu și SC Electromontaj SA Cluj, proiectarea liniei fiind realizată de către Institutul de Studii și Proiectări Energetice București.

Linia Electrică Aeriană 400 kV Porțile de Fier – (Anina) – Reșița este cel mai complex, din punct de vedere tehnic, și dificil proiect de linie realizat în România, în ultimii 30 ani, traseul acesteia traversând în cea mai mare parte zonă muntoasă, cu teren accidentat și greu accesibil.

Complexitatea tehnică și provocările pe care echipele de proiect, atât ale constructorilor, cât și ale Companiei, le-au întâmpinat în procesul de execuție a lucrărilor reflectă efortul extraordinar al specialiștilor care au contribuit la finalizarea acestei linii.

Linia Electrică Aeriană 400 kV Porțile de Fier – (Anina) – Reșița va fi pusă în funcțiune din punct de vedere operațional odată cu finalizarea lucrărilor de construire a stației 400 kV Reșița, estimată în semestrul al doilea al acestui an.

Totodată, noua stație de 400 kV Reșița va permite operaționalizarea Liniei Electrice Aeriene 400 kV de interconexiune Reșița – Pancevo.

Noua Linie Electrică Aeriană 400 kV Porțile de Fier – (Anina) – Reșița are o lungime totală de 117 kilometri și

este alcătuită din două tronsoane: o construcție nouă cu 259 de stâlpi (tronsonul Porțile de Fier – Anina), cu o lungime de 81,1 kilometri, și modernizarea unei linii existente de 142 de stâlpi (tronsonul Anina – Reșița), cu o lungime de 36 de kilometri.

- **Acceptare mandate membrii CS**

Compania a informat publicul interesat cu privire la faptul că membrii Consiliului de Supraveghere numiți prin Hotărârea Adunării Generale Ordinare a Acționarilor nr. 1 din data de 28 februarie 2024, au semnat în fața notarului public declarația de acceptare a mandatelor, numirea acestora devenind efectivă începând cu data de 01 martie 2024.

- **Desemnare președinte și Comitete consultative din cadrul Consiliului de Supraveghere**

În conformitate cu atribuțiile sale statutare și legale, Consiliul de Supraveghere a decis în ședința din data de 04 martie 2024, alegerea în funcția de Președinte al Consiliului de Supraveghere a domnului Cătălin-Andrei DASCĂL și desemnarea membrilor comitetelor consultative din cadrul Consiliului de Supraveghere după cum urmează:

Comitetul de Nominalizare și Remunerare:

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

Comitetul de Audit:

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

Comitetului pentru Investiții și Securitate Energetică:

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

Comitetului pentru Gestionarea Riscurilor:

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

- **Prelungire mandate membri provizorii ai Directoratului**

În conformitate cu atribuțiile sale statutare și legale, Consiliul de Supraveghere a decis în ședința din data de 21 martie 2024, prin raportare la încetarea prin ajungere la termen în data de 24 martie 2024 a mandatelor de membri provizorii ai Directoratului, următoarele:

În temeiul art. III din Legea nr.187/2023 privind modificarea și completarea Ordonanței de Urgență a Guvernului nr.109/2011 privind guvernarea corporativă, prelungirea (cu o durată de 2 luni începând cu data de 25 martie 2024 și până la data de 24 mai 2024, dar nu mai târziu de finalizarea procedurii de selecție potrivit prevederilor O.U.G. nr.109/2011 dacă procedura se va finaliza în interiorul acestui interval), mandatelor de membri provizorii ai Directoratului pentru domnii: Ștefăniță MUNTEANU, Cătălin Constantin NADOLU, Florin Cristian TĂTARU și Bogdan TONCESCU. În aceeași dată, în conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Actul constitutiv al Companiei, a fost ales ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA, domnul Ștefăniță MUNTEANU.

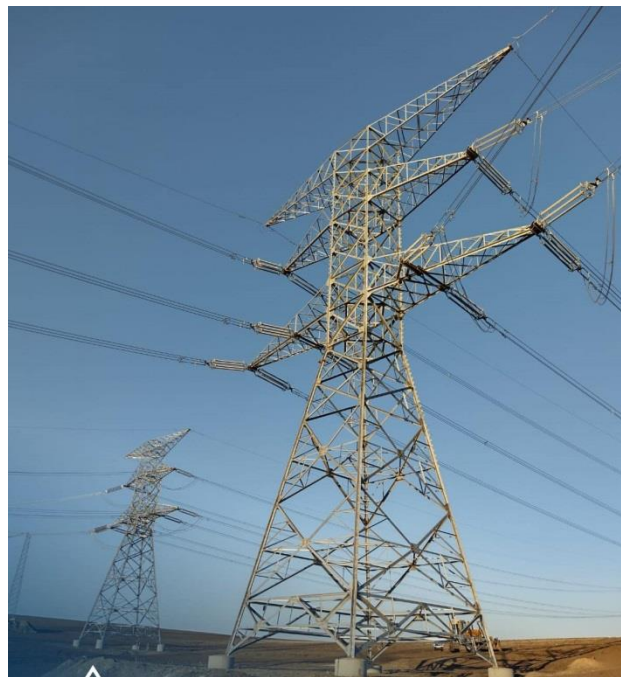
- **Finalizare investiție esențială pentru consolidarea și securitatea infrastructurii energetice naționale în regiunea Dobrogea**

Data de 5 aprilie 2024 a marcat încheierea cu succes a unei investiții de aproximativ 92 de milioane de lei pentru consolidarea securității energetice în regiunea Dobrogea, dezvoltarea rețelei electrice de transport și a sistemului energetic național, prin construirea a două noi racorduri dublu circuit 400 kV, cu o lungime totală de 55 de kilometri, în Stația Electrică de Transformare 400 kV Medgidia Sud, care devine astfel cel de-al treilea nod energetic important pentru evacuarea energiei din Dobrogea.

Această lucrare a făcut posibilă punerea în funcțiune a patru linii electrice aeriene de 400 kV, respectiv:

- LEA de interconexiune 400 kV Medgidia Sud – Varna (Bulgaria),
- LEA 400 kV de interconexiune Medgidia Sud – Dobrudja (Bulgaria),
- LEA 400 kV Medgidia Sud – Stupina și
- LEA 400 kV Medgidia Sud – Rahman, transformând astfel Stația Medgidia Sud într-una de interconexiune cu sistemul electroenergetic bulgar.

Aceste patru linii au rezultat din secționarea fostelor linii de interconexiune cu Bulgaria: LEA 400 kV Stupina – Varna și respectiv LEA 400 kV Rahman – Dobrudja.



Lucrările de execuție au fost realizate de către Asocieria Electromontaj SA (lider de asociere), ELM Electromontaj Cluj SA și EMFOR Montaj SA în calitate de subcontractant, iar implementarea proiectului în sistemele informatice a fost realizată cu suportul specialiștilor Teletrans SA, filială a Transelectrica, care a asigurat modelarea și integrarea noilor linii în sistemul EMS – SCADA, precum și comunicațiile și schimburile de date cu Operatorul de Transport și Sistem din Bulgaria.

Realizarea acestui proiect investițional are un impact semnificativ pentru zona Dobrogea și o importanță deosebită pentru Centrala Nuclearoelectrică Cernavodă (CNE Cernavodă), făcând ca stația 400 kV Medgidia Sud să devină un nod energetic deosebit de important în această regiune.

Ca urmare a implementării acestei investiții se va eficientiza distribuția fluxurilor de putere pe liniile din zona Dobrogea și pe conexiunile cu restul sistemului, inclusiv cu Bulgaria, Republica Moldova și Serbia.

Astfel, un beneficiu semnificativ al acestei lucrări este reducerea pierderilor de putere activă pe liniile electrice aeriene de 400 kV cu aproximativ 10 MW, în condițiile unei producții ridicate de energie electrică în centralele electrice eoliene. Totodată, va crește capacitatea transfrontalieră pe granița cu Bulgaria la export, cu valori cuprinse între 200 MW și 300 MW și la import cu aproximativ 100 MW.

- **Contract finanțat prin PNRR în valoare de 56,2 milioane euro**

În continuarea informațiilor diseminate prin raportul curent transmis prin intermediul instituțiilor pieței de capital în data de 11 decembrie 2023, Compania a informat publicul investitor asupra faptului că în data de 9 aprilie 2024 a semnat cu Secretariatul General al Guvernului, în calitate de coordonator de reformă și/sau investiție pentru Planul Național de Redresare și Reziliență (PNRR), contractul de finanțare pentru implementarea investiției „Eficientizarea, modernizarea și digitalizarea rețelei naționale de transport al energiei electrice”, finanțată prin componenta REPowerEU a PNRR în valoarea de 56,2 milioane de euro.

Prin acest contract vor fi finanțate trei proiecte de investiții esențiale pentru eficientizarea și modernizarea rețelei electrice de transport, două dintre ele fiind destinate filialelor SMART SA și Teletrans SA.

Investiția vizează instalarea de centrale fotovoltaice și instalații de stocare în 29 de stații electrice, rețehnologizarea filialei SMART SA, optimizarea rețelei de comunicații gestionate de filiala Teletrans și crearea unui centru de date.

Menționăm totodată faptul că investiția privind montarea în 29 de stații electrice de transformare din totalul de 81 de stații din rețeaua electrică de transport, a unor instalații de producere a energiei electrice prin centrale fotovoltaice și a unor instalații de stocare a energiei electrice, este off-grid, în cadrul căreia centralele electrice fotovoltaice și bateriile de stocare vor fi utilizate numai pentru a alimenta cu energie electrică o parte din serviciile interne ale stațiilor.



Implementarea acestor proiecte va contribui semnificativ la consolidarea Rețelei Electrice de Transport a României.

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.

- **Inaugurarea liniei electrice aeriene 400kv Porțile de Fier-Anina-Reșița**

În data de 16 aprilie 2024, în prezența oficialităților guvernamentale și locale, Compania a inaugurat printr-o ceremonie organizată în Stația Electrică de Transformare Porțile de Fier, Linia Electrică Aeriană 400 kV Porțile de Fier – (Anina) – Reșița.

Corelată cu realizarea noii stații de 400 kV Reșița, LEA 400 kV Porțile de Fier – (Anina) – Reșița va contribui la consolidarea sectorului energetic în regiunea Banat și va facilita creșterea capacității de interconexiune cu rețeaua ENTSO-E cu 600 de MW, în beneficiul utilizatorilor racordați la rețea.

- **Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 29 aprilie 2024**

Adunarea generală ordinară a acționarilor Companiei întrunită în ședință în data 29 aprilie 2024 a aprobat:

- Situațiile financiare separate ale CNTEE „Transelectrica”–S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2023;
- Situațiile financiare consolidate ale CNTEE „Transelectrica”–S.A. pentru exercițiul financiar al anului 2023;
- Repartizarea profitului net contabil la data de 31.12.2023;
- Distribuirea dividendului brut pe acțiune din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2023, la valoarea de 0,28 lei;
- Constituirea rezervelor aferente veniturilor realizate din alocarea capacității de transport pe liniile de interconexiune prin repartizare din rezultatul reportat reprezentând surplusul realizat din rezerve din reevaluare neimpozabile la modificarea destinației;
- Descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2023;
- Raportul de remunerare aferent anului financiar 2023;
- Politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a Companiei revizuită la nivelul lunii martie 2024;
- Ratificarea de către Adunarea Generală a Acționarilor a Deciziilor Consiliului de Supraveghere pentru desemnarea de membrii provizorii în Directorat nr. 26/25.06.2021, nr. 49/22.12.2021, nr. 50/22.12.2021, nr.51/22.12.2021, nr. 52/22.12.2021,

nr. 53/22.12.2021, nr.13/23.03.2022, nr. 18/21.06.2022, nr. 43/14.10.2022, nr. 53/19.12.2022, nr.15/19.04.2023, nr. 24/20.06.2023, nr. 39/24.10.2023 și nr. 11/21.03.2024;

- Stabilirea limitelor generale ale remunerației și celorlalte beneficii ce vor fi acordate de către Transelectrica S.A. membrilor provizorii ai Directoratului, incluzând indemnizația fixă, precum și alte avantaje acordate;
- Stabilirea datei de 06 iunie 2024 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 07 iunie 2024 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării Generale Ordinare a Acționarilor;
- Stabilirea datei de 27 iunie 2024 ca „data plății” dividendelor distribuite din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2023.

• Comunicat privind procedura de plată a dividendelor distribuite

În data de 17 mai 2024, în temeiul Hotărârii nr. 3 a Adunării generale ordinare a acționarilor din data de 29 aprilie 2024, CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) a transmis procedura de plată a dividendelor din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2023.

Valoarea dividendului brut aferent exercițiului financiar 2023 a fost de 0,28 lei brut/acțiune.

Plata dividendelor s-a efectuat începând cu data de 27 iunie 2024 (data plății), către acționarii înregistrați la data de 07 iunie 2024 în Registrul Acționarilor TEL (dată ex-date 06 iunie 2024), prin intermediul Depozitarului Central SA (DC) și al agentului de plată BRD – Group Société Générale (BRD).

• Numire membrii Directorat, desemnare Președinte

Compania a informat faptul că, în conformitate cu atribuțiile sale statutare și legale, Consiliul de Supraveghere a decis, în ședința din data de 22 mai 2024 (prin raportare la ajungerea la termen în data de 24 mai 2024 a mandatelor de membri provizorii ai Directoratului ale domnilor Ștefăniță MUNTEANU, Cătălin Constantin NADOLU, Florin Cristian TĂTARU și Bogdan TONCESCU, în temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă) și a desemnat în calitate de membri provizorii ai Directoratului domnii:

- Ștefăniță MUNTEANU,
- Cătălin Constantin NADOLU,

- Florin Cristian TĂTARU,
- Bogdan TONCESCU.

În aceeași ședință, în conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Actul constitutiv al Companiei, Consiliul de Supraveghere a ales pe Ștefăniță MUNTEANU ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA.

Mandatul membrilor Directoratului are o durată de 5 luni începând cu data de 25 mai 2024, dar durata mandatului nu va depăși data finalizării procedurii de selecție a membrilor Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – SA în condițiile O.U.G. nr.109/2011 privind guvernanta corporativa a întreprinderilor publice, aprobată cu modificări și completări, dacă procedura se va finaliza în interiorul acestui interval.

• Memorandum cu privire la inițierea procedurilor de înființare a societății de tip Joint Venture

În data de 27 mai 2024, în aplicarea Acordului între Guvernele Republicii Azerbaidjan, Georgia, România și Ungaria privind Parteneriatul Strategic în domeniul Dezvoltării și Transportului Energiei Verzi – *Proiectul "Green Energy Corridor"*, CNTEE "Transelectrica" SA și celelalte părți relevante desemnate la nivelul fiecărui stat, respectiv AzerEnerji JSC, Georgian State Electrosystem și MVM Zrt., au semnat la București, un Memorandum de Înțelegere prin care convin să depună eforturile necesare pentru a întreprinde demersurile privind înființarea unei societăți de tip Joint Venture, cu sediul în România.

• Tarif reglementat aplicabil de la 01 iunie 2024

Compania, în data de 04 iunie 2024, a informat publicul investitor asupra publicării în Monitorul Oficial nr. 503/30.05.2024 a Ordinului ANRE nr. 15/2024 privind aprobarea tarifului pentru serviciul de sistem, practicat de Companie.

Prin urmare, tariful reglementat (fără TVA) aferent serviciului de sistem, aplicabil începând cu 01 iunie 2024 este:

Serviciu	Tarif aplicabil de la 01 ianuarie 2024	Tarif* aplicabil de la 01 iunie 2024
	lei/MWh	lei/MWh
Tarif pentru serviciul de sistem:	9,17	12,84

* Modificarea valorii tarifului a fost determinată de aplicarea mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza

aprobării tarifului intrat în vigoare la data de 01 ianuarie 2024, în conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei

- **Anunț privind selecția candidaților pentru poziția de membru al Directoratului C.N.T.E.E. "Transelectrica" S.A.**

Consiliul de Supraveghere al Companiei a anunțat declanșarea procedurii de selecție a candidaților pentru cinci posturi de membru al Directoratului C.N.T.E.E. "Transelectrica" S.A.

Acest proces de selecție se derulează în conformitate cu prevederile O.U.G. nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, aprobată prin Legea nr.111/2016, cu completările și modificările aduse prin Legea nr.187/2023, precum și prevederile H.G. nr.639/2023.

- **Contract încheiat cu filiala SMART S.A.**

În data de 25 iunie 2024, Compania a informat acționarii și investitorii asupra încheierii unei tranzacții semnificative cu filiala SMART SA, privind încheierea contractului având ca obiect "Servicii/lucrări strategice în instalațiile din gestiunea CNTEE Transelectrica SA", cu o durată de prestare de 36 de luni.

Obiectul contractului este reprezentat de Servicii / lucrări strategice în instalațiile din gestiunea CNTEE Transelectrica SA în legătură cu activitatea de mentenanță desfășurată în Companie în conformitate cu prevederile Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM) propriu și a Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET, documente elaborate în baza Ordinului ANRE nr. 96/2017 pentru aprobarea Regulamentului de organizare a activității de mentenanță, precum și cu prevederile altor reglementări în vigoare specifice (prescripții, norme tehnice interne, fișe tehnologice, etc).

- **Proiect finanțat din Fondul pentru Modernizare aprobat de Comisia Europeană**

Comisia Europeană, în temeiul Regulamentului de punere în aplicare (UE) 2020/1001 al Comisiei și Directivei 2003/87/CE, a aprobat prin Decizia COM C(2024) 4190 final/12.06.2024, pentru finanțare nerambursabilă din Fondul pentru Modernizare, proiectul de investiții al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. - „Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit”.

Valoarea nerambursabilă a proiectului este de 64.068.257,62 euro iar decizia de aprobare a fost publicată pe site-ul Fondului pentru Modernizare în data de 25.06.2024.

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

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

Proiectul este inclus în Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport, perioada 2022- 2031, ca proiect care va contribui la integrarea surselor regenerabile de energie și a noilor centrale și va întări capacitatea de transport din Dobrogea spre restul sistemului.

- **PNRR: Fonduri pentru Romania modernă și reformată**

Transelectrica a obținut 56,2 milioane de euro prin componenta REPowerEU a PNRR, în scopul finanțării a trei proiecte de investiții esențiale pentru eficientizarea și modernizarea rețelei electrice de transport. Investiția constă în trei subinvestiții:

- Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile CNTEE Transelectrica SA, cu o alocare de 29,6 mil euro;
- Retehnologizarea SMART SA – filiala CNTEE Transelectrica SA, cu o alocare de 18,2 mil euro;
- Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date – Teletrans SA, filiala CNTEE Transelectrica SA, cu o alocare de 8,4 mil euro.

- **Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din 12 august 2024**

Adunarea generală extraordinară a acționarilor Companiei a aprobat:

- participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei, cu excepția obiectului principal de activitate care va fi „Activități ale holdingurilor” activitate codificată CAEN 642, respectiv 6420,
- achiziția, prin excepție de la art. I alin. (1) din O.U.G. nr.26/2012, de servicii juridice în vederea derulării proiectelor și tranzacțiilor cu element de extraneitate

în care Compania este implicată, în aplicarea unor decizii guvernamentale sau, după caz, în aplicarea reglementărilor europene decurgând din statutul de operator de transport și sistem în sectorul energiei electrice,

➤ Planul de Dezvoltare a RET perioada 2024 – 2033.

- **Modificare componență comitet consultativ din cadrul Consiliului de Supraveghere**

Compania a informat publicul investitor, în ceea ce privește componența comitetelor constituite în cadrul Consiliului de Supraveghere, asupra faptului că în data de 29.08.2024 Consiliul de Supraveghere a luat act de retragerea domnului RUSU Rareș-Stelian din Comitetul de Nominalizare și Remunerare ca urmare a cererii acestuia înregistrată în data de 19.08.2024.

- **Tarif reglementat aplicabil de la 01 septembrie 2024**

Compania a informat publicul investitor în data de 30 august 2024 asupra publicării în Monitorul Oficial nr. 865/29.08.2024 a Ordinului ANRE nr. 57/2024 privind aprobarea tarifului pentru serviciul de sistem, practicat de Companie. Prin urmare, tariful reglementat aferent serviciului de sistem, aplicabil începând cu 01 septembrie 2024 este:

Serviciu	Tarif aplicabil de la 01 iunie 2024	Tarif* aplicabil de la 01 sept 2024
	lei/MWh	lei/MWh
Tarif pentru serviciul de sistem:	12,84	11,51

* Modificarea valorii tarifului a fost determinată de aplicarea mecanismului de corectare a deviațiilor semnificative de la prognoza care a stat la baza aprobării tarifului intrat în vigoare la data de 01 iunie 2024, în conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei.

Moody's reconfirmă ratingul Companiei

Agenția de rating Moody's Investors Service a reconfirmat în data de 29 August 2024 rating-ul Transelectrica S.A. la "Baa3" pentru datoria pe termen lung precum și perspectiva stabilă.

Calitatea creditului C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. ("Baa3"- "investment-grade") este susținută de profilul de risc scăzut al Companiei, ca singurul operator care asigură serviciul de transport al energiei electrice în România, implementarea consecventă a principiilor cheie în cadrul unui regim de reglementare care susține creditul, de un profil financiar robust, datorie scăzută și valori financiare puternice.

Menționăm că ratingul Companiei este același cu ratingul acordat Guvernului României (Baa3 stabil).

- **Semnarea acordului asociaților societății Joint Venture, Proiectul Green Energy Corridor**

În data de 3 septembrie 2024 Transelectrica, Georgian State Electroysstems, AzerEnerji și MVM Electrical Works au semnat acordul asociaților (Shareholders' Agreement) companiei de proiect Green Energy Corridor Power Company, cu sediul în România, care va implementa proiectul Coridorului Verde, respectiv un cablu submarin de înaltă tensiune curent continuu, care va conecta, prin Marea Neagră, România și Georgia, conexiunea fiind prelungită în Ungaria și Azerbaidjan.

Acesta contribuie esențial la consolidarea securității energetice naționale și regionale, creșterea conectivității în bazinul Mării Negre, diversificarea surselor de aprovizionare, valorificarea potențialului de producere a energiei regenerabile și creșterea ponderii energiei regenerabile în mixul energetic național.

- **Nou contract de finanțare din Fondul pentru Modernizare**

În data de 27 septembrie 2024 Transelectrica a semnat la sediul Ministerului Energiei cel de-al 11-lea contract de finanțare din Fondul pentru Modernizare, respectiv pentru implementarea obiectivului de investiții „Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit”, cu o valoare nerambursabilă 64 de milioane euro.

Realizarea acestei investiții va îmbunătăți indicatorii de performanță ai Rețelei Electrice de Transport prin asigurarea unei disponibilități ridicate a activelor Sistemului de Transport al Energiei Electrice (RET), consolidarea și creșterea eficienței operaționale a RET, creșterea flexibilității în operare și prin scăderea costurilor de mentenanță.

- **Numire membri Directorat în urma procesului de recrutare și selecție a candidaților în condițiile O.U.G.nr.109/2011**

În conformitate cu atribuțiile sale statutare și legale, având în vedere Raportul final al procesului de recrutare și selecție a candidaților pentru poziția de membru al Directoratului C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., Consiliul de Supraveghere a decis în ședința din data de 30 septembrie 2024 următoarele:

În conformitate cu prevederile art. 35 alin. (4)-(8) și (11) din OUG nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, în urma procedurii de selecție a candidaților pentru ocuparea pozițiilor de membri ai Directoratului CNTEE Transelectrica SA, se numesc,

Începând cu data de 03 octombrie 2024, în temeiul art. 23 din Actul constitutiv, în calitate de membri ai Directoratului:

- Florin-Cristian TĂTARU,
- Victor MORARU,
- Ștefăniță MUNTEANU,
- Cătălin Constantin NADOLU și
- Vasile-Cosmin NICULA,

numirea membrilor Directoratului devenind efectivă la data acceptării în mod expres a mandatului de membru al Directoratului Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA.

În conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Actul constitutiv al Companiei, Consiliul de Supraveghere alege pe Ștefăniță MUNTEANU ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA.

Durata mandatului membrilor Directoratului este de la data de 03 octombrie 2024 până la data de 29 februarie 2028.

Mandatele membrilor provizorii ai Directoratului, respectiv ale domnilor Ștefăniță MUNTEANU, Cătălin-Constantin NADOLU, Florin-Cristian TĂTARU și Bogdan TONCESCU au încetat în data de 02 octombrie 2024.

• **Acceptare mandate membri Directorat**

În completarea raportului curent diseminat prin intermediul instituțiilor pieței de capital în data de 30 septembrie 2024, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica” S.A. a informat acționarii și publicul interesat cu privire la faptul că domnii:

- Victor MORARU,
- Ștefăniță MUNTEANU,
- Cătălin-Constantin NADOLU,
- Vasile-Cosmin NICULA și
- Florin-Cristian TĂTARU,

au acceptat expres mandatele de membri ai Directoratului. Așadar, numirea acestora a devenit efectivă începând cu data de 03 octombrie 2024.

• **LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare – RET – o nouă Linie Electrică Aeriană de înaltă tensiune aproape de finalizare**

Lucrările de construcție a LEA 220 dublu circuit Ostrovu Mare – RET (linie nouă), care va contribui la evacuarea energiei produse în hidrocentralele Porțile de Fier 2, se află într-un stadiu avansat de execuție. Linia are o lungime de aproximativ 31 de kilometri, un număr de

105 stâlpi și traversează teritoriul a 5 unități teritoriale administrative din județul Mehedinți.

În săptămâna 14 – 18 octombrie 2024 a avut loc comandamentul de stadiu al investiției, la care au participat membrii ai Directoratului Transelectrica, alături de directorul Direcției Investiții, și reprezentanții contractorului, Asocieria Electromontaj SA și ELM Electromontaj Cluj SA.

Până în prezent au fost ridicați 100 de stâlpi, alți 2 fiind asamblați la sol și pregătiți a fi ridicați. Au fost realizate și finalizate 104 fundații, stadiul fizic al investiției fiind de 75%.



Contractul de execuție are o valoare totală de 49 de milioane de lei și a fost semnat în martie 2023, ordinul de începere a lucrărilor fiind dat în luna mai 2023. Termenul de finalizare a lucrării este luna mai 2025.

Noua linie de 220 kV va face legătura între Stația Cetate și cea de-a 82-a stație din Rețeaua Electrică de Transport a României, Stația Ostrov, investiție aflată în etapa de derulare a achiziției publice pentru contractul de execuție.

Construirea noii linii Ostrovu Mare - RET și a stației Ostrov au ca scop principal creșterea capacității de evacuare în Sistemul Electroenergetic Național a energiei electrice produse în Hidrocentralele Porțile de Fier 2.

• **Delegarea atribuțiilor Chief Financial Officer (CFO)**

Compania a informat acționarii și investitorii că, în conformitate cu atribuțiile sale statutare și legale, Consiliul de Supraveghere a decis în ședința din data de 08 noiembrie 2024 delegarea atribuțiilor Chief Financial Officer (CFO) domnului Nicula Vasile-Cosmin, membru al Directoratului C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

Domnul Nicula Vasile-Cosmin a fost numit membru al Directoratului C.N.T.E.E. Transelectrica S.A., conform Deciziei Consiliului de Supraveghere nr.39/2024, începând cu data de 03 octombrie 2024.

- **Comunicat - Decizii ASF nr. 1153 respectiv 1155 /18.11.2024**

Compania a adus la cunoștință publicului investitor interesat faptul că, în conținutul situațiilor financiare individuale și consolidate aferente exercițiului financiar al anului 2023, în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016 actualizat (inclusiv cu modificările Ordinului 3900/2022), utilizatorii au fost informați cu privire la impactul patrimonial pe care tratamentul contabil al consumului propriu tehnologic îl are asupra situațiilor financiare, fiind prezentate informații relevante cu privire la impactul acestuia, atât asupra poziției financiare, cât și asupra performanței financiare. Menționăm de asemenea faptul că, neprezentarea situațiilor financiare anuale consolidate aferente anului 2023 în conformitate cu IFRS-EU, nu a avut impact asupra rezultatelor statutare ale Companiei, nu a influențat profitul brut/net, repartizarea de dividende, nu a fost adus și nu aduce nici un prejudiciu financiar acționarilor C.N.T.E.E. Transelectrica, urmând ca exercițiul financiar aferent anului 2024 să cuprindă și retratarea soldurilor de deschidere în conformitate cu prevederile art.65 alin.(3), coroborate cu prevederile art.110 din Legea nr.24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare.

- **Hotărârea nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 10 decembrie 2024**

Adunarea Generală Ordinară a acționarilor Companiei nu a aprobat achiziționarea de către C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. 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.

- **Moody's reconfirmă ratingul Companiei**

Agenția de rating Moody's Investors Service a transmis actualizarea opiniei de credit, ratingul Companiei, menținându-se la Baa3 pentru datoria pe termen lung, cu perspectiva stabilă.

Calitatea creditului C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. ("Baa3"- "investment-grade") este susținută de profilul de risc scăzut al Companiei, ca singurul operator care asigură serviciul de transport al energiei electrice în România, implementarea consecventă a principiilor cheie în cadrul unui regim de reglementare care susține creditul, de un profil financiar robust, datorie scăzută și performanță financiară solidă.

- **Transelectrica a finalizat prima investiție cu finanțare din Fondul pentru Modernizare**

În data de 20 decembrie 2024 Compania a anunțat printr-un comunicat de presă finalizarea investiției privind implementarea unui sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro pentru optimizarea activității de măsurare și alinierea la noile cerințe din Codul de măsurare a energiei electrice, prima componentă a proiectului finanțat din Fondul pentru Modernizare „Digitalizarea rețelei electrice de transport al energiei electrice din România prin instalarea a două sisteme online, pentru contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro și pentru monitorizarea calității energiei electrice”. Pentru întregul proiect a fost obținută o finanțare totală neramburabilă în valoare de 88,8 mil lei.

Prin implementarea acestui proiect a fost înlocuit sistemul existent de telemăsurare pentru piața angro, cu un sistem nou de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, sistem care va permite achiziția de date din contoare cu o perioadă de integrare de 1 minut, 15 minute și 60 minute.

În cadrul investiției s-a instalat o nouă platformă informatică, un sistem de backup (Disaster Recovery), subsisteme de telecontorizare în 107 amplasamente, respectiv stații electrice de înaltă tensiune aparținând Transelectrica și terților.

Perioada de impementare a proiectului este până în luna mai 2027.

- **Tarife reglementate aplicabile de la 1 ianuarie 2025**

Compania a informat publicul investitor în data de 23 decembrie 2024 asupra publicării în Monitorul Oficial nr.1301/21.12.2024 a Ordinului ANRE nr.99/20.12.2024 privind aprobarea tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice și a prețului energiei electrice reactive valabile de la 1 ianuarie 2025.

Prin urmare, tarifele reglementate aferente serviciului de transport al energiei, aplicabile începând cu 1 ianuarie 2025 sunt:

Tabelul nr. 1 - Tariful pentru serviciul de transport de introducere a energiei electrice în rețeaua electrică de transport, respectiv, după caz, în rețelele de distribuție a energiei electrice (T_G) practicat de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A., aplicabil de la 1 ianuarie 2025:

Serviciu	Tarif aplicabil de la 01 ianuarie 2024	Tarif aplicabil de la 01 ianuarie 2025	Variație
	lei/MWh	lei/MWh	%
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport, respectiv, după caz, în rețelele de distribuție a energiei electrice (TG)	3,82	3,29	-13,87%

NOTĂ: Tarifele nu conțin taxa pe valoarea adăugată (TVA).

Tabelul nr. 2 – Tariful pentru serviciul de transport pentru extragerea energiei electrice din rețele (T_L) practicat de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A., aplicabil de la 1 ianuarie 2025:

Serviciu	Tarif aplicabil de la 01 ianuarie 2024	Tarif aplicabil de la 01 ianuarie 2025	Variație
	lei/MWh	lei/MWh	%
Componenta tarifului de transport de extragere a energiei electrice în rețele (T_L)	27,72	33,03	+19,16%

NOTĂ: Tarifele nu conțin taxa pe valoarea adăugată (TVA).

Prețul reglementat pentru energia electrică reactivă, practicat de Companie cu respectarea prevederilor din reglementările specifice, aprobat de ANRE, este 0,1354 lei/kVArh (nu include acciza și TVA).

Prețul are la bază prețul mediu estimat al energiei electrice active pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua electrică de transport, de 451,24 lei/MWh, aprobat de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei pentru anul 2024 pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A.

• Întrunire cvorum AGOA din data de 30 decembrie 2024

Compania a informat publicul investitor că în data de 30 decembrie 2024, ora 10:00, a avut loc ședința Adunării generale ordinare a acționarilor prin întrunirea cvorumului necesar, respectiv 76,033% din capitalul social al societății, pentru desfășurarea ședinței, în cadrul căreia s-a luat act de informările privind angajamentele care implică obligații importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro.

Raportat la ordinea de zi, în cadrul ședinței nu au fost adoptate hotărâri.

EVENIMENTE ULTERIOARE

• Calendar de comunicare financiară

În data de 15 ianuarie 2025 Transelectrica a informat publicul investitor asupra termenelor de raportare asumate prin Calendarul de Comunicare Financiară aferent anului 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:

- ✓ re tehnologizare/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 re tehnologizarea rețelelor 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.

- **Convocare Adunare Generală Ordinară a acționarilor**

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 24 februarie 2025 cu următoarea ordine de zi:

- Numirea societății PKF FINCONTA S.R.L. în calitate de auditor financiar al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–

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

- Aprobarea efectuării unor operațiuni și servicii financiare la care se referă prevederile art. XXIII din OUG nr. 138/2024 pentru modificarea și completarea unor acte normative în domeniul fiscal-bugetar, precum și pentru reglementarea altor măsuri;
- Aprobarea achiziționării de către Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–S.A. 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;

- **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 rețelelor 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 Stâlpu 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**

În completarea comunicatelor transmise prin intermediul instituțiilor pieței de capital, în datele de 27 mai 2024 și 03 septembrie 2024, Compania a informat publicul investitor în data de 31 ianuarie 2024 asupra înregistrării la Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București a societății Joint Venture, respectiv "GECO POWER COMPANY-Green Energy Corridor Power Company.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 31.12.2024 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	16.442.683	22,4%
Alți acționari - persoane fizice	5.078.895	6,9%
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.171/2019, cu modificările și completările ulterioare, ale Ordonanței de urgență a Guvernului nr.27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de

I) Tariful de transport aplicat în trimestrul IV 2024

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.109/2023, s-a aprobat tariful mediu pentru serviciul de transport, a componentelor tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (T_Gp) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), a tarifului pentru

energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023 și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, s-a stabilit tariful de transport aplicat în anul 2024 începând cu data de 1 ianuarie.

serviciul de sistem și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2024, conform tabelului de mai jos:

Transportul energiei electrice	u.m.	Tarif în vigoare de la 01 ianuarie 2024	Componenta principală – în vigoare de la 01 ianuarie 2024	Componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT – în vigoare de la 01 ianuarie 2024	Tarif aplicat în perioada 01 aprilie – 31 decembrie 2023	Componenta principală – în perioada 01 aprilie – 31 decembrie 2023	Componenta aferentă costurilor suplimentare cu CPT – în perioada 01 aprilie – 31 decembrie 2023	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)=(3)/(6)
Tarif mediu	Lei/MWh	31,67	30,41	1,26	31,20	28,61	2,59	1,51%
TGp (subcomponenta principală de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,82	3,35	0,47	4,04	3,35	0,69	
TL (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	27,72	26,94	0,78	27,44	25,50	1,94	

Principalele elemente ce au condus la creșterea tarifului aplicat de la 1 ianuarie 2024 sunt:

- Tendința de reducere a consumului și Efectul inflației.

Subcomponenta TGT privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.109/2023, s-a aprobat subcomponenta TGT privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV, corespunzător cotei atribuite producătorilor de energie electrică care dețin centrale

cu capacitatea instalată mai mare de 5 MW și care introduc energie electrică în zona de rețea a operatorului de distribuție concesionar, valabile de la 01 ianuarie 2024, conform tabelului de mai jos:

Operatorul economic	Activitatea ¹⁾	Tarif de la 01 ianuarie 2024 (lei/MWh), din care:
Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A	Subcomponenta TGT privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV, corespunzător cotei atribuite producătorilor de energie electrică care dețin centrale cu capacitatea instalată mai mare de 5MW și care introduc energie electrică în zona de rețea a operatorului de distribuție concesionar Distribuție Energie Oltenia S.A	2,53
	Subcomponenta TGT privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV, corespunzător cotei atribuite producătorilor de energie electrică care dețin centrale cu capacitatea instalată mai mare de 5MW și care introduc energie electrică în zona de rețea a operatorului de distribuție concesionar Rețele Electrice Dobrogea S.A. (denumire anterioară E – Distribuție Dobrogea S.A.)	3,95

i) Conform cadrului de reglementare aplicabil, costurile cu CPT cauzat de tranzitele suplimentare de energie în rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110 kV, se recuperează de operatorii de distribuție concesionari de la operatorul de transport și de sistem și de la producătorii de energie electrică prin intermediul operatorului de transport și de sistem, în cote stabilite proporțional cu cantitățile de energie electrică injectate în rețelele de distribuție de către operatorul de transport și de sistem și de către producătorii de energie electrică care dețin și exploatează centrale racordate la rețelele de distribuție

respective. Operatorul de transport și de sistem plătește către operatorii de distribuție atât cota proprie (considerată cost de transport) cât și cota aferentă producătorilor (pentru care operatorul de transport și de sistem intermediază fluxul de numerar între producători și operatorii rețelelor de distribuție). Operatorul de transport și de sistem recuperează sumele plătite către operatorii de distribuție corespunzătoare cotei aferente producătorilor, de la producătorii care dețin centrale cu capacitatea instalată mai mare de 5MW racordate la rețelele de distribuție respective, prin aplicarea subcomponentei nou introduse în structura tarifului de transport de injecție respectiv TGT.

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

- În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.68/2024, ANRE a aprobat prin Ordinul nr.99/2024 valorile tarifelor pentru serviciului de transport al energiei electrice valabile de la 1 ianuarie 2025, valorile planurilor de investiții anuale ale Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „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:

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

Tabel nr.2 - Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)

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

Tabelul nr.3 - 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

Tabelul nr.4 - 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

- 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.

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

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 stimulent în valoare de 1% peste valoarea RRR aprobată.

- 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 valoarea de 584,81 lei/MWh (termeni reali 2024). Acest preț poate fi regularizat în funcție de evoluția prețurilor pe piața de energie.

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

II)Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în trimestrul IV 2024

Prin Ordinul ANRE nr.57/2024, s-a aprobat tariful pentru achiziția serviciilor de sistem practicat de CNTEE Transelectrica SA valabil de la 01 septembrie 2024, conform tabelului de mai jos:

Serviciul de sistem	u.m.	Tarif în vigoare de la 01 septembrie 2024	Tarif aplicat în perioada 01 iunie – 31 august 2024 Ordin ANRE15/2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(3)/(4)
Tarif mediu	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:

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 se menține la nivelul actual aprobat prin Ordinul ANRE nr.57/2024, respectiv 11,51lei/MWh.

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: **26.03.2025**.

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.*

*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 data de 13.02.2025 și ulterior la data de **20.02.2025**.

- **ANAF**

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. Termen: **06.03.2025**.

Dosarul nr. 1802/2/2018 - La termenul din data de 20.10.2020 - soluție pe scurt: s-au admis în parte cererile litispendate.

S-a anulat în parte Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulate împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017 emisă de ANAF - Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor și la data de 12.07.2017 de ANAF- Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili, dar și Raportul de Inspecție fiscală nr.F-MC 222 încheiat la data de 30.06.2017, care a stat la baza emiterii deciziei de impunere, în sensul că:

- ✓ înlătură obligația de plată a impozitului pe profit în sumă de 18.522.280 lei, TVA în sumă de 5.694.636 lei și accesoriile fiscale aferente acestor debite fiscale principale, în cuantum de 48.436.653 lei, obligații fiscale stabilite pentru cele 349 facturi fiscale cu regim special constatate lipsă din gestiunea reclamantei.
- ✓ înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 27.001.727 lei, reprezentând serviciile tehnologice de sistem facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspecției fiscale și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 343.629,91 lei. reprezentând "servicii de înlăturare a buruienilor" și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 230.685,491 lei, reprezentând cheltuielile cu produse de natură promoțională li de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 46.417,1 lei, aferentă sumei de 343.629,91 lei, reprezentând "servicii de înlăturare a buruienilor" și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.

- ✓ înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 37.693,88 lei aferentă sumei de 230.685,49 lei, reprezentând cheltuieli cu produse de natură promoțională și de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ înlătură mențiunea referitoare la obligația Sucursalei de Transport Sibiu din cadrul CNTEE Transelectrica S.A de a înregistra suma de 576.846,80 lei ca și venit impozabil, cel târziu la data de 30.06.2010, dată la care a fost acceptată înscrierea unității verificate la masa credală cu această sumă, mențiunea referitoare la caracterul de venit impozabil la calculul profitului a sumei de 576.846,80 în conformitate cu prevederile art. 19 alin. 1 din Legea nr. 571/2003 privind Codul Fiscal cu modificările și completările ulterioare, coroborat cu pct. 23 lit. d din HG 44/2004 cuprinzând Normele metodologice de aplicare a Legii nr. 571/2003, capitolul referitor la impozitul pe profit, respectiv capitolul VII funcțiunea conturilor din Ordinul nr. 3055 din 29 Octombrie 2009 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu directivele europene și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ înlătură din Procesul-Verbal constatarea făcută cu privire la “determinarea taxei pe valoare adăugată deductibilă mai mică decât cea înregistrată de reclamantă, rezultând astfel o diferență în sumă de 13.141 lei” (anexa nr.15) și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- ✓ înlătură obligația de plată a penalităților de întârziere care au regim juridic sancționator, calculate pentru o perioadă mai mare de 6 luni de la data începerii inspecției fiscale, cu privire la obligațiile fiscale principale care au fost menținute de către instanța de judecată prin prezenta hotărâre, astfel cum au fost stabilite prin Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă la data de 12.07.2017, de ANAF– DGAMC, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF – DGAMC și prin Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF– Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor.

Se mențin celelalte dispoziții din cuprinsul Deciziei nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017. Se resping, în rest, cererile litispendate ca neîntemeiate.

Se respinge ca neîntemeiată cererea de acordare a cheltuielilor de judecată constând în taxa judiciară de

timbru. Obligă părțile, în solidar, la plata către reclamantă a cheltuielilor de judecată în sumă de 4.000 lei, reprezentând onorariu pentru efectuarea expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate, proporțional cu admiterea cererii.

Transelectrica și ANAF au declarat recurs în luna martie 2022. Soluție la data de 24.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de lămurire și de completare a dispozitivului. Admite cererea de îndreptare a erorii materiale în sensul că se vor menționa ca fiind corecte sumele de bani cu titlu de obligații fiscale principale și accesorii, aferente celor 349 facturi fiscale, astfel cum acestea figurează în decizia de impunere contestată. Dispune îndreptarea erorii materiale în sensul înlăturării denumirii greșite a reclamantei din cuprinsul sentinței recurate.

Părțile au declarat recurs. Termen ICCJ: 13.12.2023.

La data de 13.12.2023 ICCJ a ramas in pronuntare, la data de 20.12.2023 instanța a admis recursurile declarate de reclamanta Transelectrica, pârâta Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili și pârâta Agenția Națională de Administrare Fiscală împotriva sentinței civile nr.382 din 20 octombrie 2020, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. A casat în parte sentința recurată și, rejudecând: a respins cererea de anulare a Deciziei privind soluționarea contestației nr.122/13.03.2018 și a Deciziei de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 cu privire la: - reținerea nedeductibilității cheltuielilor în sumă de 343.629,91 lei, reprezentând “servicii de înlăturare a buruienilor” și a TVA aferentă; - reținerea nedeductibilității cheltuielilor în sumă de 230.685, reprezentând contravaloarea unor bunuri de natură promoțională și de protocol și a TVA aferentă; - obligația de plată a penalităților de întârziere care au regim juridic sancționator, calculate pentru o perioadă mai mare de 6 luni de la data începerii inspecției fiscale. A stabilit cuantumul cheltuielilor de judecată la care au fost obligate pârâtele, în solidar, la suma de 6000 lei, reprezentând onorariu pentru efectuarea expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate. A menținut celelalte dispoziții ale sentinței civile nr. 382 din 20 octombrie 2020. A admis recursurile declarate de reclamanta Transelectrica și de pârâta Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili împotriva sentinței civile nr.134 din 24 mai 2022, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. A casat în parte sentința civilă nr.134 din 24 mai 2022 și, rejudecând: a admis în parte cererea de lămurire și de completare a dispozitivului sentinței civile nr.382 din 20 octombrie 2020, formulată de reclamanta Transelectrica. A dispus completarea dispozitivului

sentinței civile nr.382 din 20 octombrie 2020 cu următoarele mențiuni: - a anulat și Raportul de inspecție fiscală nr. F-MC 222/30.06.2017 în măsura în care a fost anulată Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017; - a anulat obligațiile fiscale principale stabilite pentru anul 2005 și cele accesorii aferente, ca fiind prescris dreptul organului fiscal de a stabili astfel de obligații; - a anulat actele administrative fiscale în privința nedeductibilității cheltuielilor cu cota de beneficii a SMART. A înlăturat mențiunile referitoare la sumele reprezentând impozit pe profit și accesorii anulate, aferente celor 349 facturi fiscale, atât din sentința de îndreptare a erorii materiale, cât și din sentința principală. A menținut celelalte dispoziții ale sentinței civile nr.134 din 24 mai 2022. A obligat recurențele - pârâte la plata către recurenta – reclamantă Transelectrica a sumei de 200 lei, reprezentând cheltuieli de judecată în recurs. Definitivă. Hotărâre 6169/20.12.2023.

Compania a recuperat pe cale juridică, conform Hotărârii civile nr. 6169/2023, pronunțată la data de 20 decembrie 2023, de către ICCJ – Secția de Contencios Administrativ și Fiscal și comunicată Companiei în data de 15 mai 2024, anumite sume (obligații suplimentare de plată stabilite prin Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017) executate în anul 2017 de către ANAF, în baza titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017.

- **CONAID COMPANY SRL**

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

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

- **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 cu termen de pronunțare în data de **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** Soluția 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 cu termen de judecată și pronunțare în data de **27.02.2025**.

- **GRAND VOLTAGE**

Dosarul nr.**17976/3/2021**, înregistrat pe rolul Tribunalului București, are ca obiect cererea de chemare în judecată, prin care reclamantul Grand Voltage solicită obligarea pârâtei CNTEE Transelectrica SA la repararea prejudiciului cauzat subscrisei în

cuantum de 8.331.444,60 lei ca urmare a neexecutării culpabile a obligațiilor aferente Contractului de lucrări nr. C 111/23.05.2018 privind "Racordarea LEA 100kV Isaccea -Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobruja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa II-LEA 400kV d.c. Racorduri Stația Medgidia Sud".

Soluția la data 25.07.2022 conform Hotărâre 1812: respinge acțiunea, ca nefondată. Cu drept de apel în termen de 10 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul București – Secția a VI-a, sub sancțiunea nulității. Hotărârea nu este redactată.

Grand Voltage a declarat apel. La termenul din 17.07.2024, s-a respins ca neîntemeiată excepția lipsei capacității procesuale de folosință a apelantei – reclamante Asocieria Voltage Operation (Fostă Grand Voltage SRL) - Doko Shpk prin lider al asocierii Voltage Operation, excepție invocată de intimata – pârâtă Transelectrica SA cu privire la cererea de apel.

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 data de 13.02.2025 și ulterior la data de **20.02.2025**.

• **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*** Soluția 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 pârâta 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 Iași, 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 MULTISERVICE G&G S.R.L, ICCO Energ SRL, Aderro GP Energy, PET Communication, ISPE, Grand Voltage SRL, EXPLOCOM GK SRL 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]	2024	2023	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	5.764	5.416	349	6%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	6	14	(8)	(57%)
Imobilizări necorporale	312	282	30	11%
Imobilizări financiare	86	86	-	-
Total active imobilizate	6.169	5.798	371	6%
Active circulante				
Stocuri	47	51	(4)	(8%)
Creanțe	3.788	2.116	1.673	79%
Numerar și echivalente	672	519	152	29%
Total active circulante	4.507	2.686	1.821	68%
Total active	10.675	8.484	2.192	26%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	-	-
Capital social subscris	733	733	-	-
Primă de emisiune	50	50	-	-
Rezerve legale	147	147	-	-
Rezerve din reevaluare	1.524	1.635	(111)	(7%)
Alte rezerve	257	196	61	31%
Rezultat reportat	3.118	2.430	687	28%
Total capitaluri proprii	5.828	5.190	638	12%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	539	519	19	4%
Împrumuturi pe termen lung	8	32	(24)	(75%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	-	6	(6)	-
Datorii privind impozitele amânate	241	285	(44)	(15%)
Obligații privind beneficiile angajaților	75	75	-	-
Total datorii pe termen lung	863	918	(55)	(6%)
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	3.861	2.242	1.618	72%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	7	9	(2,0)	(24%)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	18	19	-	-
Împrumuturi pe termen scurt	24	25	(0,24)	(1%)
Provizioane	35	65	(31)	(47%)
Venituri în avans pe termen scurt	22	16	6	37%
Impozit pe profit de plată	18,36	0,42	17,94	n/a
Total datorii curente	3.985	2.376	1.609	68%
Total datorii	4.848	3.294	1.554	47%
Total capitaluri proprii și datorii	10.675	8.484	2.192	26%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]									
Indicator	2024	2023	9L 2024	9L 2023	Bugetat 2024	Realizat 2024 vs 2023	Realizat 2024 vs 2023 (%)	Realizat vs Bugetat 2024	Realizat vs Bugetat 2024 (%)
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	2.024	1.956	1.493	1.439	1.954	68	3%	70	4%
Venituri din serviciile de sistem	633	391	474	292	466	243	62%	167	36%
Venituri din piața de echilibrare	4.967	2.269	4.013	1.532	2.815	2.698	119%	2.152	76%
Alte venituri	255	102	190	45	87	153	150%	168	194%
Total venituri din exploatare	7.879	4.718	6.171	3.308	5.322	3.161	67%	2.558	48%
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	(716)	(640)	(508)	(470)	(674)	(75)	(12%)	(42)	(6%)
Cheltuieli cu piața de echilibrare	(4.967)	(2.269)	(4.012)	(1.532)	(2.815)	(2.698)	(119%)	(2.152)	(76%)
Cheltuieli privind serviciile de sistem	(524)	(499)	(406)	(363)	(526)	(24)	(5%)	3	-
Amortizare	(356)	(334)	(263)	(252)	(358)	(22)	(7%)	2	-
Cheltuieli cu personalul	(369)	(348)	(286)	(243)	(393)	(20)	(6%)	24	6%
Reparații și mentenanță	(129)	(115)	(84)	(72)	(134)	(14)	(12%)	6	4%
Materiale și consumabile	(9)	(8)	(5)	(6)	(11)	(1)	(9%)	2	17%
Alte cheltuieli din exploatare	(228)	(270)	(174)	(141)	(258)	42	16%	30	12%
Total cheltuieli din exploatare	(7.297)	(4.484)	(5.739)	(3.078)	(5.169)	(2.813)	(63%)	(2.128)	(41%)
Profit din exploatare	582	234	432	231	152	348	149%	430	n/a
Venituri financiare	27	36	23	32	39	(9)	(24%)	(12)	(31%)
Cheltuieli financiare	(9)	(36)	(6)	(29)	(35)	27	(75%)	26	75%
Rezultat financiar net	18	0,27	16	3	4	18	n/a	15	n/a
Profit înainte de impozitul pe profit	601	234	448	234	156	366	156%	445	n/a
Impozit pe profit	(4)	(21)	(38)	(27)	(10)	17	83%	7	65%
Profitul exercițiului	597	214	410	207	146	384	180%	451	n/a

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	2024	2023	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierderea perioadei	597,13	213,61	383,5
Cheltuiala cu impozitul pe profit	3,53	20,69	(17,2)
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea si deprecierea imobilizarilor (inclusiv CPT suplimentar)	356,46	334,29	22,2
Venituri din productia de imobilizari necorporale (inclusiv CPT suplimentar)	(101,98)	(13,74)	(88,2)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	-	31,66	(31,7)
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(2,43)	(38,98)	36,6
Pierderi din creanțe și debitori diverși	3,04	54,05	(51,00)
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	(13,43)	8,68	(22,1)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	(1,48)	(1,31)	(0,2)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	2,12	0,44	1,7
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	0,01	18,36	(18,4)
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(28,83)	2,16	(31,0)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	(20,37)	0,17	(20,5)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	793,78	630,09	163,7
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(1.596,07)	1.211,81	2.807,9)
Clienți - echilibrare	(75,23)	(29,96)	(45,3)
Clienți - cogenerare	11,49	(12,35)	23,8
Stocuri	5,39	(7,73)	13,1
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	1.641,71	(1.317,86)	2.959,6
Datorii - echilibrare	96,32	34,28	62,0
Datorii - cogenerare	(87,14)	95,54	(182,7)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(0,08)	5,79	(5,9)
Venituri în avans	43,94	96,09	(52,1)
Fluxuri de trezorerie activitate exploatare	834,12	705,70	128,4
Dobânzi plătite	(2,03)	(3,09)	1,1
Impozit pe profit plătit	(29,12)	(32,62)	3,5
Numerar net generat din activitatea de exploatare	802,96	669,99	133,0
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(663,96)	(438,92)	(225,0)
Titluri de participare deținute la SELENE CC Societe Anonyme	-	0,24	(0,2)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	42,49	117,14	(74,7)
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	3,33	1,77	1,6
Dobânzi încasate	6,83	6,05	0,8
Dividende încasate	15,76	1,99	13,8
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(595,54)	(311,73)	(283,8)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(23,98)	(23,85)	(0,13)
Utilizare linie de credit capital de lucru	48,73	-	48,7
Plăți leasing clădire	(10,66)	(10,58)	(0,1)
Rambursari împrumuturi pe termen scurt	(48,73)	(67,62)	18,9
Dividende plătite	(20,58)	(52,00)	31,4
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(55,22)	(154,05)	98,8
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	152,20	204,21	(52,0)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	519,36	315,15	204,2
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	671,56	519,36	152,2

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

Indicatori	Formula de calcul	2024	2023
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,13	1,13
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	0,67%	1,38%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	0,66%	1,36%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	51,59	79,37
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	1,24	0,80

* 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: Indicatori de performanță - Plan de administrare, conform HAGOA nr.1/15.01.2025

Nr.crt	Obiectiv/Indicatori de performanță	U.M.	Valoare realizată	Tință
I	Indicatori financiari		Preliminar 2024	Tință 2024
I.1	Rata cheltuielilor de capital	%	6,24%	5,56%
I.2	Gradul de Realizarea Planului Anual de Investiții	%	98%	90%
I.3	Rata de plată a dividendelor (în conformitate cu prevederile OG 64/2001)	%	50%	50%
I.4	Rata lichidității curente	nr	1,13	1,03
I.5	Rata de acoperire a Dobânzii	nr	260,89	3,50
I.6	Rata de rotație a activelor	nr	0,80	0,50
I.7	Rentabilitatea activelor ROA	%	5,59%	2,04%
I.8	Plăți restante la Bugetul de Stat	lei	0,0	0,0
I.9	Reducerea Arieratelor	lei	0,0	0,0
II	Indicatori nefinanciari	U.M.	Realizat 2024	Tință 2024
II.1	Gradul de Realizarea Planului Anual de Mentenanță	%	97%	90%
II.2	Rata de retenție a clienților	%	100%	100%
II.3	Scorul de satisfacție al clienților	%	96%	75%
II.4	Numărul mediu de ore de formare per angajat	nr	16,58	16,00
II.5	Numărul de instruiți în materie de siguranță	nr	4,50	4,50
II.6	Numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere	nr	28	8
II.7	Număr de reuniuni ale Comitetelor	nr	32	8
II.8	Număr reuniuni Comitet Directorat	nr	40	36
II.9	Consumul intern de energie electrică*	MW/h	47.765	46.500
II.10	Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor	DA/NU	DA	DA
III	Indicatori necomerciali	U.M.	Realizat 2024	Tință 2024
III.1	Diferența de remunerare între angajații de sex feminin și cei de sex masculin	%	4,9%	0,75%

*Indicatorul Consumul intern de energie electrică al Companiei se compune din consum servicii interne stații 43.252,46 MWh, respectiv consum sedii 4.512,09 MWh.

ANEXA 6: Acte constitutive modificate în intervalul ianuarie-decembrie 2024

La momentul elaborării prezentului raport nu există acte constitutive modificate în anul 2024.

ANEXA 7: Acte de numire/revocare emise în ianuarie-decembrie 2024

Consiliul de Supraveghere

- Conform Hotărârii AGOA nr.1/28.02.2024 s-a aprobat numirea, cu o durată a mandatului de patru ani, începând cu data de 01 martie 2024 și până la data de 29 februarie 2028, a următorilor membri ai Consiliului de Supraveghere al Companiei: PĂUN Costin-Mihai, ATANASIU Teodor, VASILESCU Alexandru-Cristian, ZEZEANU Luminița, DASCĂL Cătălin-Andrei, ORLANDEA Dumitru Virgil, RUSU Rareș Stelian.

Directorat

- În ședința din data de 30 septembrie 2024 Consiliul de Supraveghere a decis, în conformitate cu atribuțiile sale statutare și legale, având în vedere Raportul final al procesului de recrutare și selecție a candidaților pentru poziția de membru al Directoratului C.N.T.E.E. Transelectrica S.A, numirea, începând cu data de 03 octombrie 2024 în calitate de Membri ai Directoratului pe: Florin-Cristian Tătăru, Victor Moraru, Ștefăniță Munteanu, Cătălin-Constantin Nadolu și Vasile-Cosmin Nicula. Numirea a fost efectuată în conformitate cu prevederile art. 35 alin. (4)-(8) și (11) din OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, în urma procedurii de selecție a candidaților pentru ocuparea pozițiilor de membri ai Directoratului CNTEE Transelectrica SA, în temeiul art. 23 din Actul constitutiv.
În cadrul aceleiași ședințe, în conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Actul constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–SA, Consiliul de Supraveghere a ales pe Ștefăniță MUNTEANU ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA.
Durata mandatului membrilor Directoratului este de la data de 03 octombrie 2024 până la data de 29 februarie 2028.
- În ședința din data de 08 noiembrie 2024 Consiliul de Supraveghere a hotărât delegarea atribuțiilor de Chef Financial Officer (CFO) domnului Vasile Cosmin Nicula.

ANEXA 8 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în T4 2024 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 918/2024	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșita - timișoara - săcălaz - Arad, etapa II: stația 400 kV Timișoara	42	206.590,89	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 1152/2024	Linia electrică aeriană (LEA) 400kV dublu circuit (d.c.) cu 1 un circuit echipat (1 c.e.) Constanța Nord – Medgidia Sud	30	134.533,52	0,00	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
3	CR 1131/2024	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție rapidă la obiectivele S.T.T. Craiova pe o durată de 36 luni	36	16.152,19	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
4	C 903/2024	Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud - echipamente	12	14.497,51	0,00	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
5	C 1195/2024	Combustibil auto pentru parcul auto, grupurile diesel și alte scule și echipamente aparținând CNTEE "Transelectrica" SA	36	12.084,02	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
6	BC 54/2024	Mărirea capacității de transport LEA 400 kV București Sud - Gura Ialomiței (proiectare)	21	5.320,00	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
7	BC 53/2024	Reconductorare LEA d.c 220 kV București Sud - Ghizdaru (proiectare)	19	4.641,00	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
8	BC 55/2024	Reconductorare LEA 220 kV Turnu Măgurele - Ghizdaru (proiectare)	19	3.350,00	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
9	BC 50/2024	Servicii de curățenie în sediul administrativ, centrele de exploatare și stațiile electrice aparținând Sucursalei București	36	1.707,64	0,00	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă

Anexa 6 – Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București. operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„CAB”	Curtea de Apel București
„CEE”	Comunitatea Economică Europeană
„Companie”. „CNTEE”. „TEL”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„DEN”	Dispecerul Energetic Național
„EBIT”	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
„EBITDA”	Profit operațional înainte de dobânzi. impozit pe profit și amortizare
„EBT”	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
„ENTSOE”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„LEA”	Linii electrice aeriene
„Leu” sau „Lei” sau „RON”	Moneda oficială a României
„MFP”	Ministerul Finanțelor Publice
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din România OPCOM SA
„OUG”	Ordonanță de Urgență a Guvernului
„PZU”	Piața pentru Ziua Următoare
„RET”	Rețeaua Electrică de Transport. rețea electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV
„SEN”	Sistemul Electroenergetic Național
„RS”	Reglaj secundar
„RTL”	Reglaj terțiar lent
„SMART”	Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
„SS”	Serviciul de sistem
„TEL”	Indicator bursier pentru Transelectrica
„TSR”	Randament total pentru acționari
„UE”	Uniunea Europeană
„u.m.”	Unitate de măsură
„USD” sau “dolari US”	Dolarul american. moneda oficială a Statelor Unite ale Americii
„WACC”	Costul Mediu Ponderat al Capitalului

