

We lead the power
CNTEE TRANSELECTRICA SA

**Raport Anual al
Administratorilor 2025**



RAPORT ANUAL

CNTEE "TRANSELECTRICA" SA

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

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

Cuprins

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

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

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

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

**RAPORTUL
STRUCTURILOR
DE CONDUCERE**

2025

Mesajul Consiliului de Supraveghere

Stimați acționari,

Stimați investitori,

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

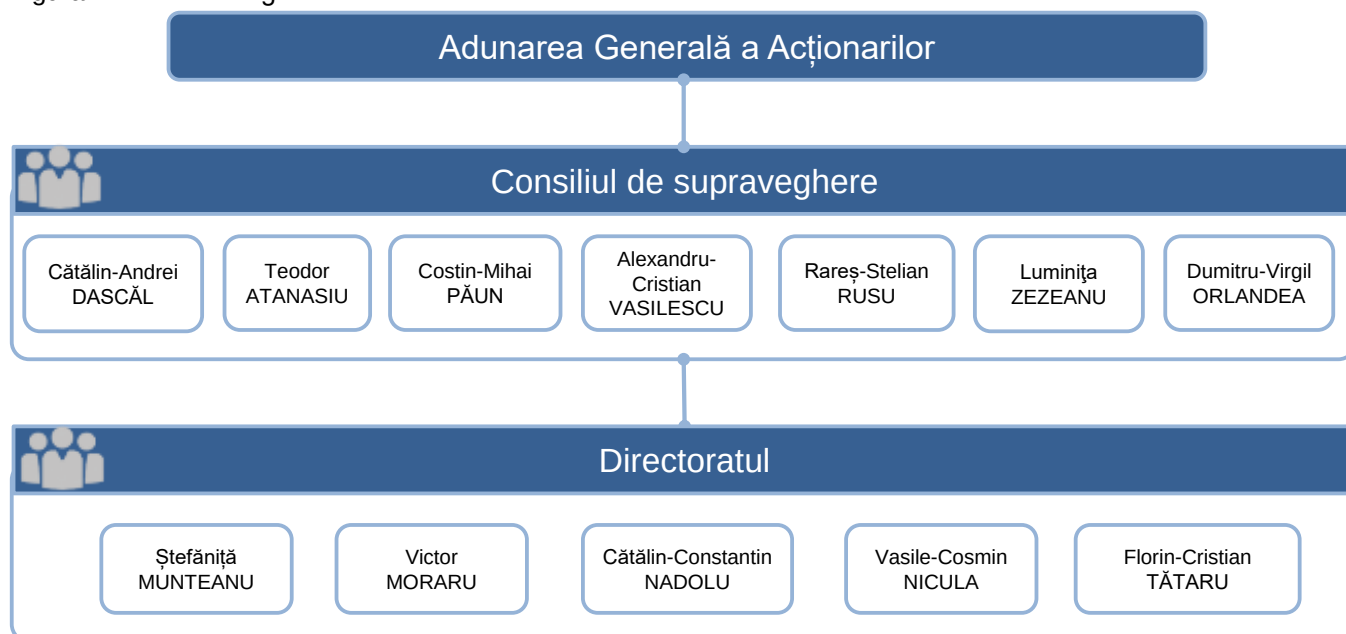
Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA

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

Consiliul de Supraveghere

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

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



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

Cătălin-Andrei DASCĂL - Președinte al Consiliului de Supraveghere

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

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

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

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

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

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

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

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

Teodor ATANASIU - Membru în Consiliul de Supraveghere

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

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

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

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

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

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

Costin-Mihai PĂUN - Membru în Consiliul de Supraveghere

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Alexandru - Cristian VASILESCU - Membru în Consiliul de Supraveghere

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

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

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

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

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

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

Luminița ZEZEANU - Membru în Consiliul de Supraveghere

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Dumitru-Virgil ORLANDEA - Membru în Consiliul de Supraveghere

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

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

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

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

Rareș-Stelian RUSU - Membru în Consiliul de Supraveghere

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

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

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

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

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

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

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

Comitetul de audit

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

Comitetul pentru gestiunea riscurilor

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

Comitetul pentru investiții și securitate energetică

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

Modificări în cadrul Consiliului de Supraveghere

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

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

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

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

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

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

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

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

Cu deosebită considerație,

Consiliul de Supraveghere reprezentat prin

Președinte

Mesajul Directoratului

Stimați acționari,

Stimați investitori,

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Directoratul CNTEE Transelectrica SA

Directoratul

La data emiterii prezentului raport componența Directoratului Transelectrica este următoarea:

Ștefăniță MUNTEANU - Președinte Directorat

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

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

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

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

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

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

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

Florin Cristian TĂTARU, Membru Directorat

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

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

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

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

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

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

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

Cătălin Constantin NADOLU, Membru Directorat

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

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

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

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

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

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

Victor MORARU, Membru Directorat

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

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

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

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

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

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

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

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

Vasile-Cosmin NICULA, Membru Directorat

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

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

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

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

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

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

Modificări în cadrul Directoratului Transelectrica

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

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

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

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

Declarația persoanelor responsabile

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

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

Directorat,

**Ștefăniță
MUNTEANU
Președinte**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Cosmin-Vasile
NICULA**

**Membru
Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**

Cifre cheie

FINANCIAR

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

OPERAȚIONAL

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

INVESTIȚII

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

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

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

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

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

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

Evenimente importante

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

Feb



Mar

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

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

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

Iun

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

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

Aug

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

Sep

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

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

Nov



Dec

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



Raport Management



1. Modelul de afacere

1.1. Poziționare în piața energiei electrice

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

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

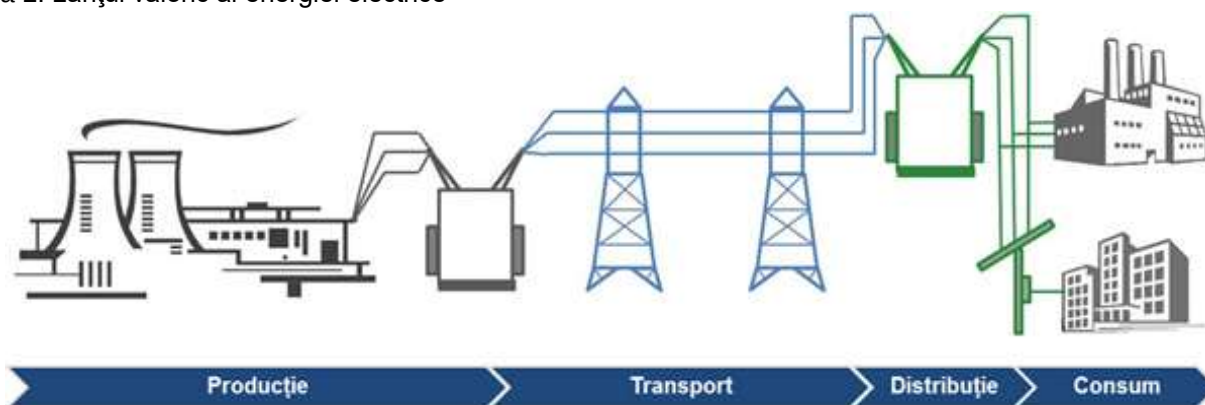
În conformitate cu Legea Energiei Electrice și a Gazelor Naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, activitatea de transport al energiei electrice constituie serviciu public de interes național. Transportul energiei electrice se realizează de către operatori de transport și sistem,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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Figura 3: Rețeaua Electrică de Transport

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

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

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

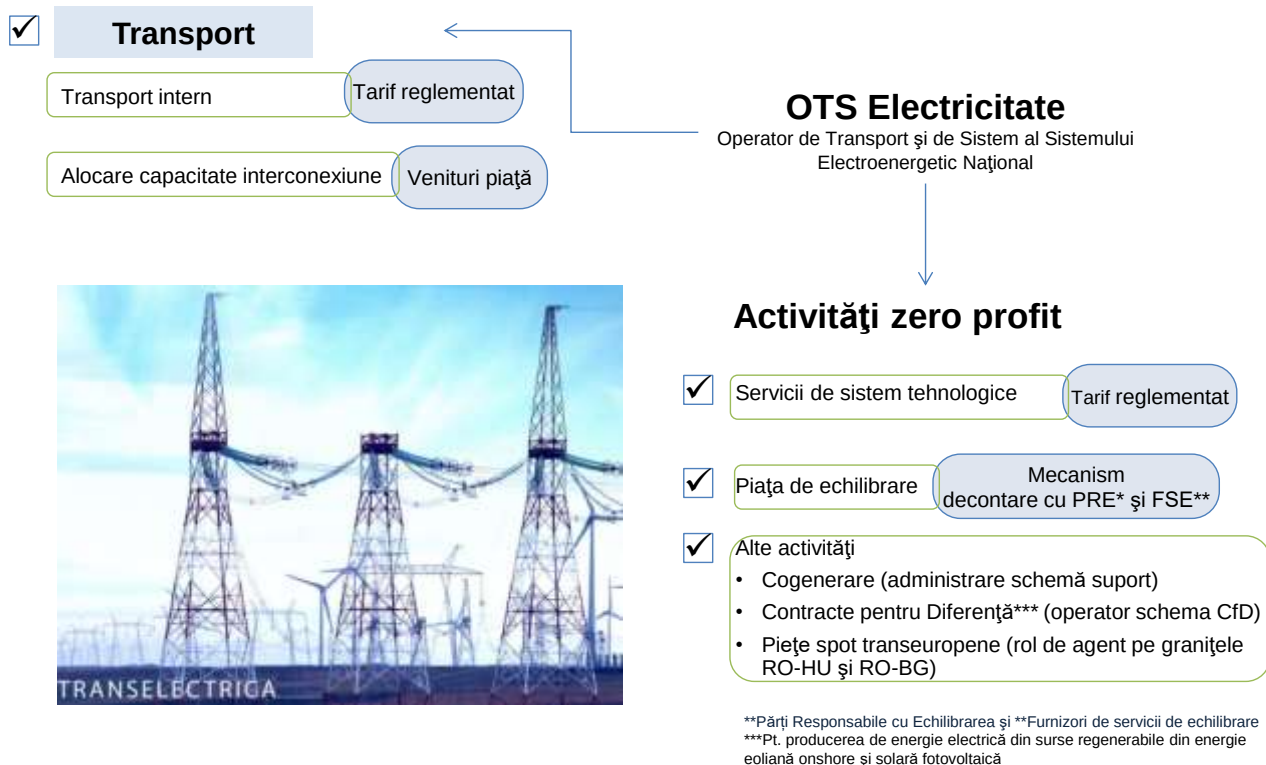


1.2. Portofoliul de activități și modelul de tarificare

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

Figura 4: Portofoliul de activități

Activități profit permis



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

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

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

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

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

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

Activități Licență ANRE

TRANSPORT



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

**Tarif
reglementat
costuri + profit reglementat**

OPERARE SISTEM (servicii de sistem)



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



Tehnologice



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

**Tarif
Reglementat
costuri**

PIATA DE ECHILIBRARE (decontare)



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

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

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

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

Alte activități

Alte activități cu profit permis

Management interconexiuni

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

Alte activități cu profit zero

Cogenerare

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

Contracte pentru Diferență

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

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

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

2. Structura Organizatorică

Participații TEL

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

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

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

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

SMART



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

reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica.

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

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

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

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

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

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

Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS



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

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

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

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

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

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

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

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

Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

FORMENERG



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

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

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

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

OPCOM



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

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

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

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

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

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

BRM (Bursa Română de Marfuri S.A.)

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

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

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

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

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

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

JAO (Joint Allocation Office)

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

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

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

GECO POWER COMPANY

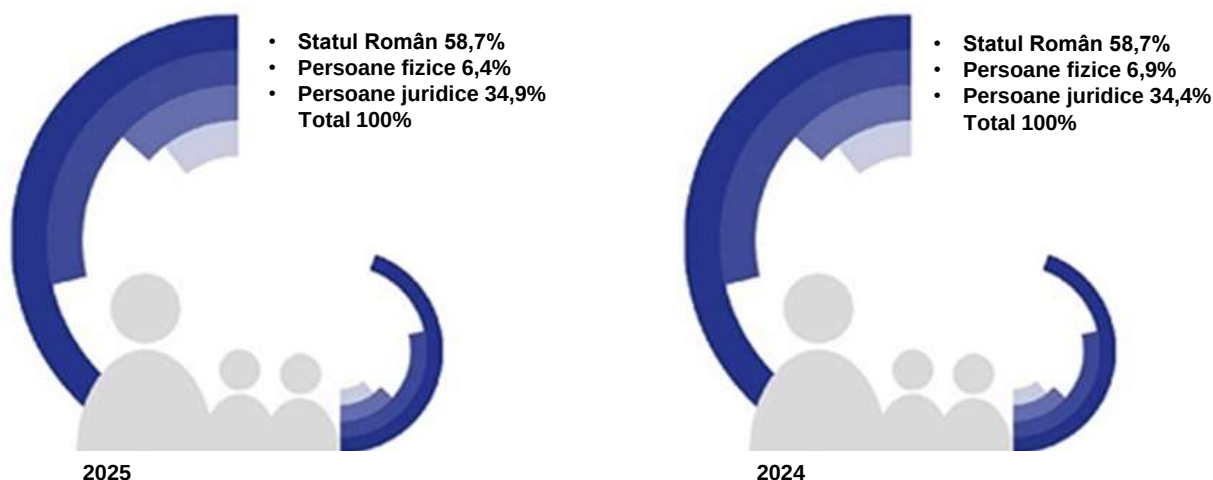
Adunarea generală a acționarilor întrunită în data de 12 august 2024 a decis prin HAGEA nr.4, participarea Companiei la capitalul social al unei noi societăți, alături de celelalte părți relevante desemnate la nivelul Republicii Azerbaidjan, Georgiei, și Ungariei.

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

3. Transelectrica pe piața de capital

3.1. Structura acționariatului

Figura 5: Evoluția structurii acționariatului 2025-2024



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

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

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

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

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

Tabel 1: Acțiuni Free Float

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

3.2. Evoluție preț acțiune

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

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

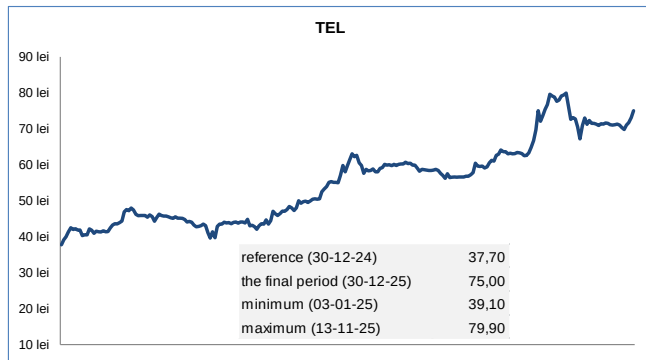
Transelectrica a împlinit 19 ani pe 29 august 2025 de la data listării la Bursa de Valori București în cadrul programului “O piață puternică - Dezvoltarea pieței de capital”, fiind prima companie cu capital majoritar de stat listată.

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

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

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

Figura 6: Evoluție preț acțiune TEL 2025



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

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

Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

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

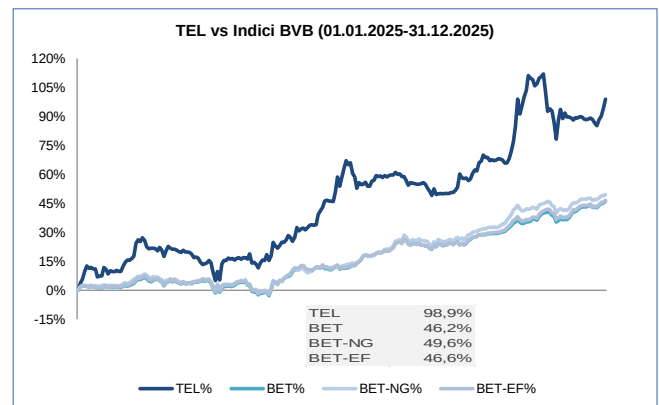
Tabel 2: Informații bursiere 2025 -2023

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

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

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

Figura 7: TEL vs indici BVB 2025



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

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

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

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

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

*propunere pentru aprobare AGA

3.3. Dividende

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

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

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

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

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

3.4. Rating

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

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

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

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

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

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

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

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

Tabel 3: Rating Transelectrica

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

3.5. Relația cu investitorii și părțile interesate

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Pe parcursul anului 2025 au avut loc următoarele întâlniri importante:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

4. Managementul riscului

4.1. Politica privind managementul riscului

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

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

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

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

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

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

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

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

materializare și impactul riscului, față de nivelul riscurilor inerente.

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

Stabilirea strategiei de gestionare a riscurilor presupune:

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

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

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

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

Strategiile de combatere a riscurilor au constat preponderent în:

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

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

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

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

4.2. Obiectivele Transelectrica privind managementul riscului

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

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

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

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

- implementarea măsurilor optime de control al riscurilor.

Obiectivele principale stabilite includ:

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

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

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

4.3. Principalele riscuri identificate

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

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

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

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

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

fi cuprinse și în raportările privind realizarea programelor anuale

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

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

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

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

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

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

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

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

Principalele riscuri și incertitudini 2025

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

➤ Riscuri tehnice și operaționale

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

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

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

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

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

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

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

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

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

➤ Riscuri financiare

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

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

Riscul de rată a dobânzii

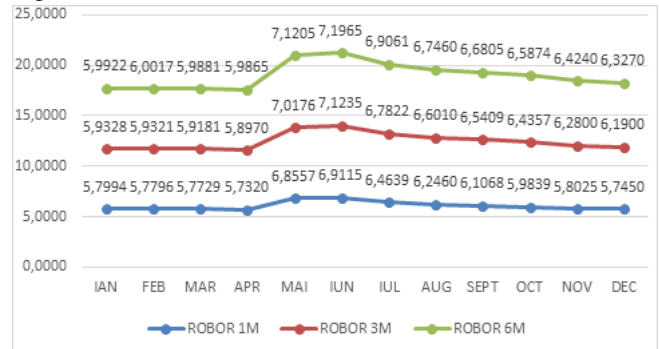
Pentru a limita impactul fluctuațiilor ratelor dobânzii asupra lichidității companiei, Transelectrica a contractat credite pe termen lung cu rată fixă a dobânzii, iar creditele pe termen scurt beneficiază de cele mai avantajoase rate negociate, predominant variabile.

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

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

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

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



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

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

Riscul valutar

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Figura 9: Evoluție curs valutar 2025



Riscul de lichiditate

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

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

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

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

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

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

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

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

Riscul de credit

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

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

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

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

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

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

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

Riscul privind prevederile din acordurile de finanțare

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

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

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

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

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

Tabel 4: Structura datoriei pe termen lung *

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

*Inclusiv porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung

Riscul de contrapartidă

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

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

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

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

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

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

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

➤ Riscul legislativ

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

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

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

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

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

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

➤ **Riscuri privind neîndeplinirea condițiilor legale**

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

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

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

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

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

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

➤ **Riscul de preț**

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

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

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

ale prețurilor, în special în condiții meteorologice extreme.

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

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

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

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

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

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

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

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

➤ Riscul investițional

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

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

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

necesare pentru limitarea impactului acestora asupra activității companiei.

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

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

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

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



5. Resurse umane

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

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

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

Structura personalului

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

Tabel 5: Numărul angajaților

An / indicator	2025	2024	2023
Numărul salariați	2018	2026	2.037

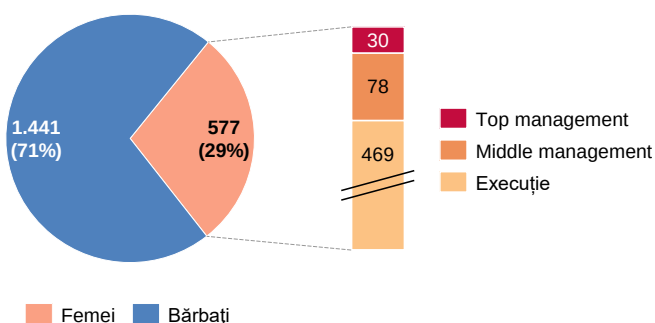
În anul curent, ponderea personalului cu studii superioare reprezintă 74% din total angajați, 26% fiind personal cu studii medii, în general cu profil electroenergetic.

Tabel 6: Număr personal după studii

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

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

Figura 10: Structura personalului în funcție de sex 2025



Tabel 7: Structura personalului pe categorii

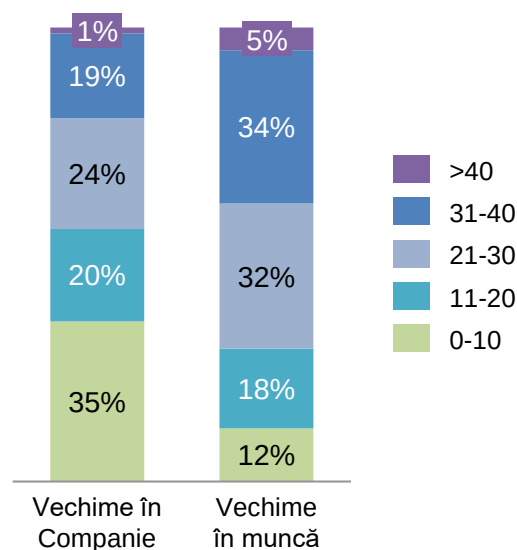
Categorii de personal	Număr salariați 2025	Număr salariați 2024	Număr salariați 2023
Personal operativ și operațional (normat), din care:	1.404	1.405	1.404
DEN	189	189	191
Personal exploatare din stații de transformare, centre de telecomandare și centre de exploatare	897	903	905
Personal admitere-recepție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

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

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

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

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



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

Tabel 8: Structura salariaților pe vechime în muncă

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

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

Tabel 9: Structura salariaților pe vechime în cadrul Companiei

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

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

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

49 de ani

Vârsta medie în anul 2025

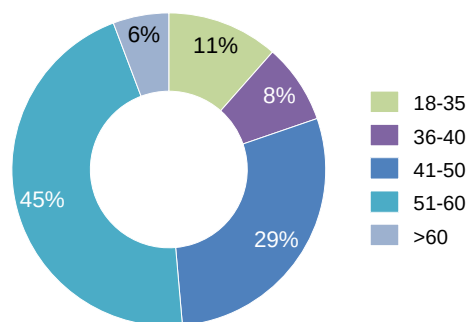
În același timp, procentul salariaților, cu potențial de retenție și avansare, cu vârsta cuprinsă între 18 și 35 de ani reprezintă 11%.

Tabel 10: Structura salariaților pe categorii de vârstă

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

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

Figura 12: Structura personalului în funcție de vârstă 2025



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

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

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

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

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

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

5.1. Instruire profesională

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

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

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

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

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



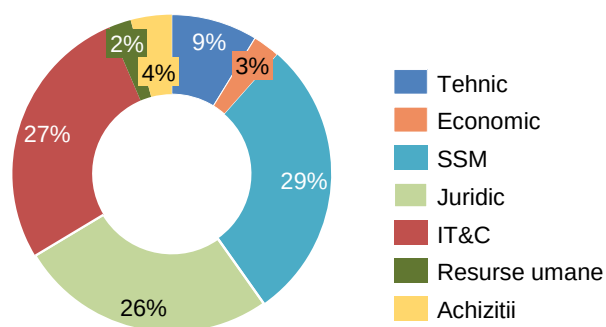
Pe parcursul anului 2025 au fost organizate cursuri, cu furnizori de servicii de formare profesională, cursuri în domeniile: tehnic (124 participări), economic (20 participări), SSM (331 participări), juridic (302 participări), IT&C (314 participări) etc., totalul numărului de participari fiind de 1.154.

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

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

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

Figura 13: Distribuție participări la cursuri, pe domenii



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

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

Numărul de ore de instruire internă: 32.056 ore

Numărul de ore de instruire externă: 11.904 ore

Numărul total de ore de instruire: 43.960 ore

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

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

5.2. Reprezentare sindicală

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5.3. Responsabilitatea față de angajați

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

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



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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

6. Activitatea de cercetare și inovare

Descrierea activității de cercetare și inovare în anul 2025

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Acestea includ:

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

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

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

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

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

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

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

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

Transformarea digitală – Direcții strategice DigiTEL - Transelectrica

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

sprijină digitalizarea, sustenabilitatea și modernizarea infrastructurii energetice.

Principalele direcții urmărite sunt descrise mai jos:

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

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

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

Portofoliu de proiecte fanion sub denumirea DigiTEL

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

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

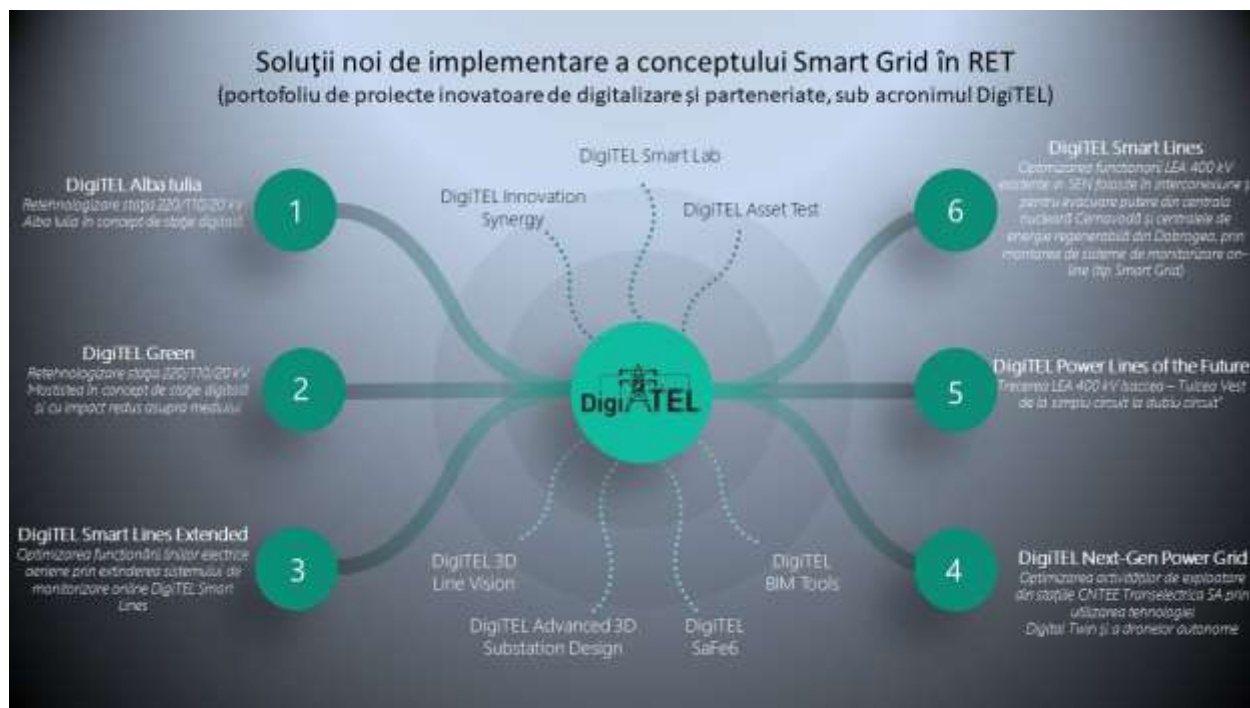
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Advanced 3D Substation Design”.
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării și Inovării “DigiTEL – 3D Line Vision”.
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării și Inovării “DigiTEL BIM Tools”.
- Acord de colaborare în domeniul Cercetării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

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



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

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



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

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

Planul Anual de Studii și Cercetare 2025

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

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

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

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

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

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

Programul de Studii și Cercetări 2026

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

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

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

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

Principalele obiective ale studiului fiind:

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

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

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

Activități conexe activității de cercetare și inovare

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

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

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

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

Rolul RDIC și al grupurilor sale de lucru este:

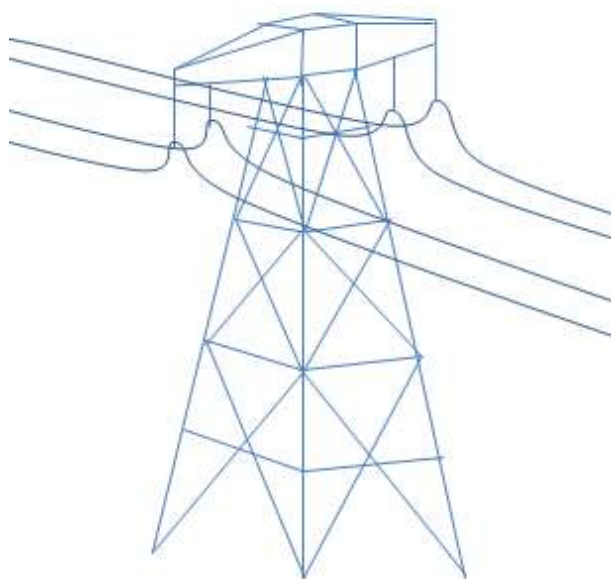
- Să se asigure că interesele OTS din domeniul cercetării și dezvoltării sunt adresate în mod corespunzător părților interesate relevante;
- De a facilita activitatea de cercetare și dezvoltare între OTS
- Să ofere sprijin cuprinzător și o viziune construită reciproc asupra activităților de cercetare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

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

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

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

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



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

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

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

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

7. Perspective și provocări

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Raport Operațional



8. Date operaționale

8.1. Configurarea rețelei

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

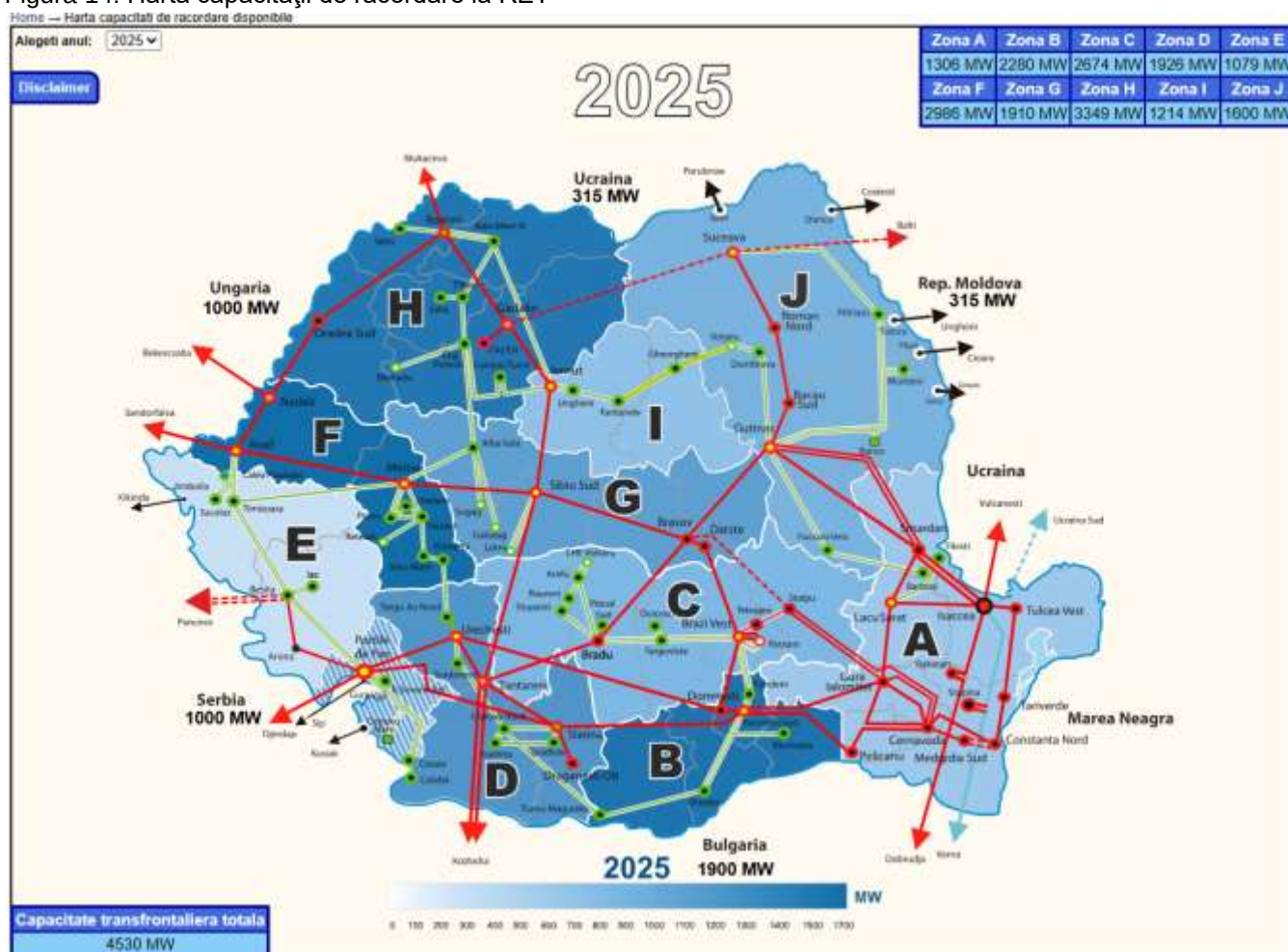
RET realizează interconectarea între producători, rețelele de distribuție, consumatorii mari și sistemele electroenergetice învecinate.

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

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

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

Figura 14: Harta capacității de racordare la RET



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

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

Tabel 11: Volumul capacităților energetice

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

*(LEA de interconexiune cu statele vecine)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Instalația STATCOM asigură:

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

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



8.2. Date operaționale selectate

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

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

Conducerea operativă a SEN este asigurată de:

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

Balanța energetică SEN

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

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

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

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

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

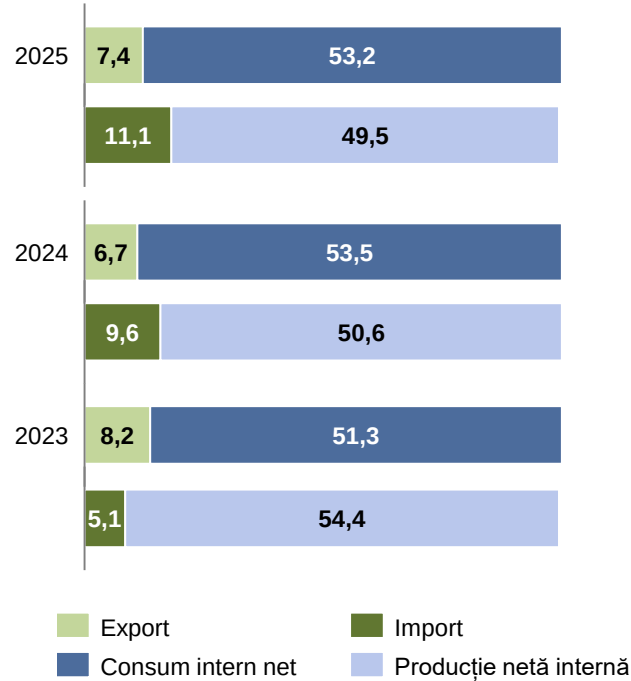
¹ valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție, consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj precum și stocare consum

Tabel 12: Balanța energetică

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

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

Figura 15: Balanța Energetică (TWh)



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

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

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

Mixul producției de energie electrică

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

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

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

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

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

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

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

Tabel 13: Mixul producției de energie electrică netă

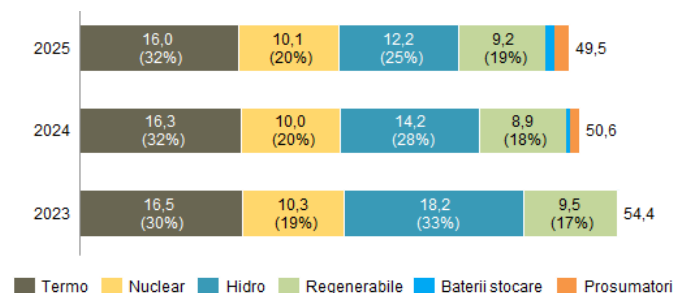
TWh	2025	2024	2023
Termo	16,0	16,3	16,5
Nuclear	10,1	10,0	10,3
Hidro	12,2	14,2	18,2
Regenerabile	9,2	8,9	9,5
Baterii stocare*	0,18	0,03	0,0
Prosumatori	1,8	1,2	0,0
Total	49,5	50,6	54,4

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

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

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

Figura 16: Mixul producției 2025 – 2023 (TWh)



Parcul național de producție

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

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

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

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

Număr Grupuri	Puterea Instalată [MW]
30	494

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

Număr Prosumatori	Puterea Instalată [MW]
295.476	3.454

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

Tabel 14: Putere instalată (valori brute)

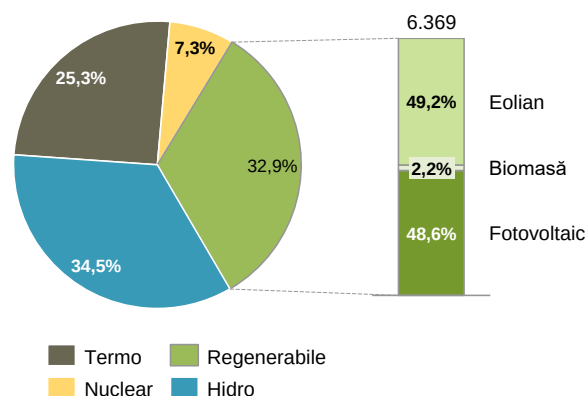
MW	2025	2024	2023
Termo	4.897	5.476	5.447
Nuclear	1.413	1.413	1.413
Hidro	6.688	6.633	6.643
Regenerabile	6.369	5.088	4.708
Total	19.368	18.610	18.210

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

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

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

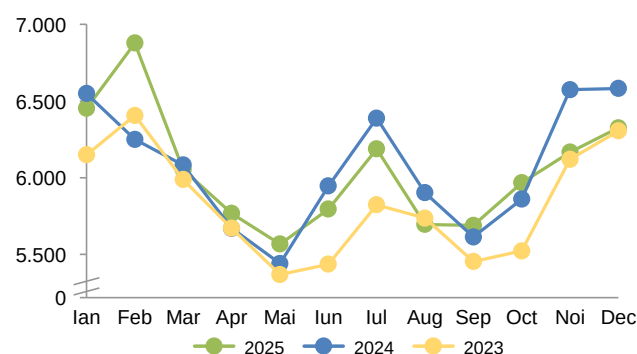
Figura 17: Putere instalată 2025 (19.368 MW/h val. brută)



Consumul mediu și maxim

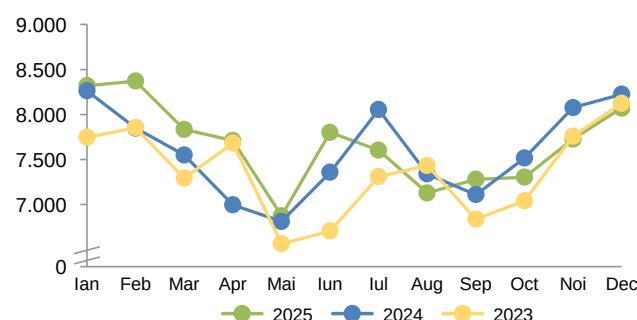
Consumul mediu net de energie electrică în anul 2025 s-a situat la un nivel mai ridicat în perioada prezentată mai jos.

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



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

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



Tabel 15: Consum maxim

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

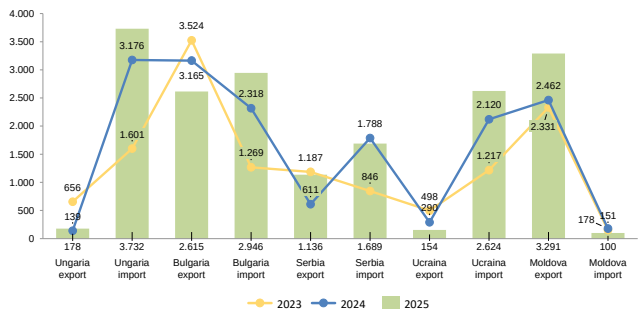
Fluxuri transfrontaliere

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

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

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

Figura 20: Fluxuri fizice transfrontaliere (GWh)



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

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

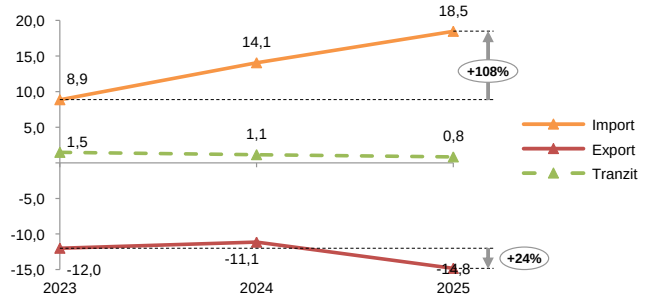
România în anul 2023 a fost exportatoare, după care în anii 2024 și 2025 a devenit importatoare.

Utilizare capacitate totală alocată

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

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

Figura 21: Fluxuri comerciale cross-border (GWh)



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

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

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

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

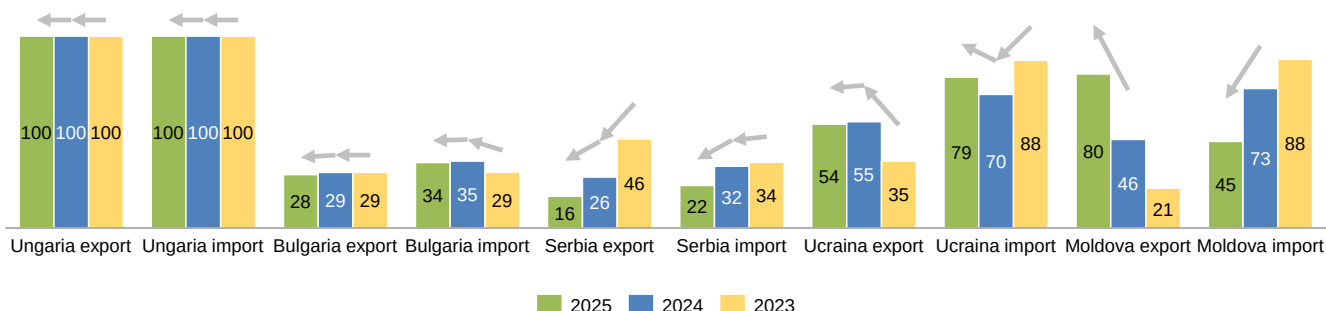
Notă: valorile prezentate în tabel reprezintă medii anuale calculate ca medii aritmetice simple ale valorilor lunare medii

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

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

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

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



Consumul propriu tehnologic înregistrat în rețeaua electrică de transport

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Tabel 17: Evoluție CPT

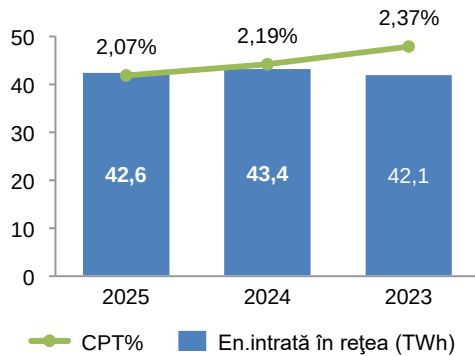
Indicator		2025	2024	2023
Energie intrată în rețea	GWh	42.610	43.381	42.146
Energie ieșită din rețea	GWh	41.727	42.432	41.147
Pierderi	GWh	883	949	999
CPT	%	2,07%	2,19%	2,37%

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

de precipitații care au determinat scăderea pierderilor corona.

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

Figura 23: Evoluția CPT raportat la energia intrată în RET



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

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

Factori care au determinat evoluția CPT

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

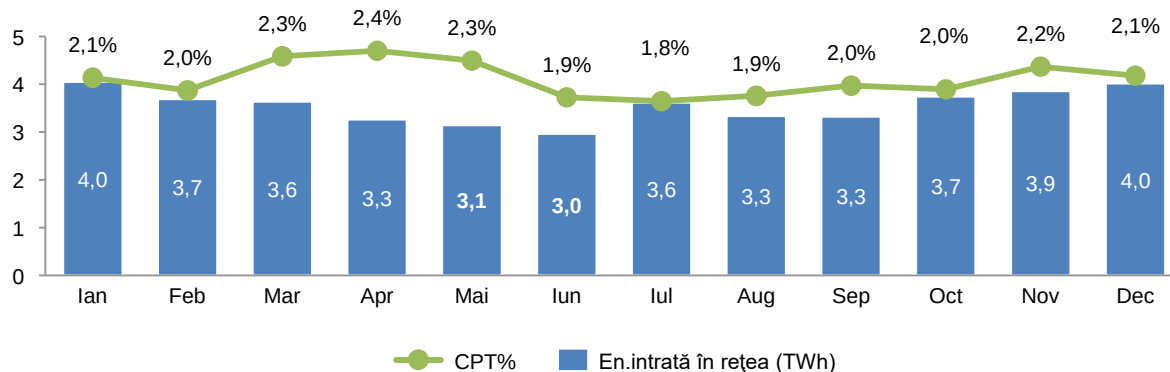
Energia intrată în contur a scăzut cu 3,8% în luna decembrie 2025 (157,6 GWh) față de perioada similară din 2024, ca urmare a scăderii cu 27,28% (346,6 GWh) a energiei primite din import, în condițiile creșterii cu 5,28% (140,8 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 20,93%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

CPT %

Nivel minim 2025– luna iulie 1,8%

Nivelul maxim 2025– luna aprilie 2,4%

Figura 24: Evoluția lunară a CPT în anul 2025



Concluzii

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

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

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

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

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

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

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

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

9. Dezvoltarea RET

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

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

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

Planul de dezvoltare RET – perioada 2024 – 2033

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



Creșterea capacității de schimb pe interfața de vest a României

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

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

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

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

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

De asemenea sunt incluse următoarele proiecte:

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

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

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

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

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

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

➤ *Pentru interconexiunea cu Ucraina:*

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

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

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

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

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

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

Integrarea în SEN a puterii generate din alte centrale

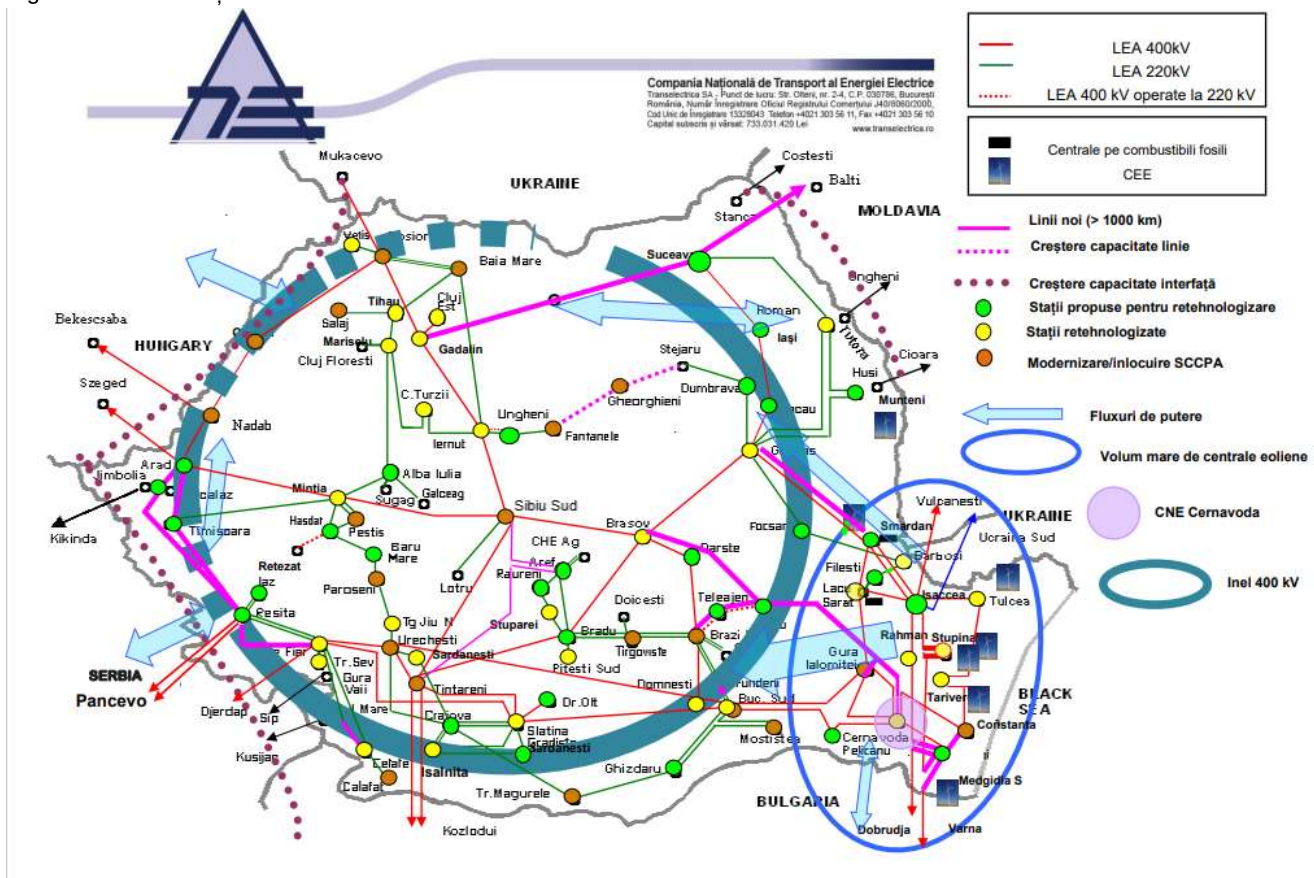
Sunt programate următoarele lucrări:

- Pentru evacuarea în condiții de siguranță a puterii de la CHE Porțile de Fier II, s-a convenit cu S.C. Hidroelectrică SA evacuarea la 220 kV, prin construcția stației de 220 kV Ostrovul Mare, și a LEA 220 kV d.c. racord Ostrovul Mare în LEA 220 kV Porțile de Fier - Cetate.

Pentru evacuarea puterii din CEF în sudul țării au fost introduse următoarele proiecte:

- Reconductorare LEA 220 kV Turnu-Magurele-Ghizdaru;
- Reconductorare LEA 220 kV Turnu-Magurele-Craiova Nord;
- Reconductorare LEA d.c. 220kV București Sud-Ghizdaru.
- Instalarea unui AT 220/110kV suplimentar în stația Stupărei
- Dispozitive de control al circulațiilor de puteri pentru evitarea suprasarcinilor pe LEA 220kV kV Urechești - Târgu Jiu Nord – Paroșeni - Baru Mare – Hășdat, până la realizarea reconductorării.
- LEA d.c. 220kV București Sud-Ghizdaru.

Figura 25: Necesități dezvoltare RET 2024-2033



Siguranța alimentării consumului

- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea-prin realizarea unei stații noi 400 kV Arefu, 1AT 400/220 kV 400 MVA și racord în LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud printr-o LEA 400 kV d.c. de aproximativ 0,05 km;
- Instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400MVA în stația 220/110 kV Fundeni, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni;

- Instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250MVA în stația 400/220/110 kV București Sud, creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud;
- Stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești;

- Stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni-Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud-Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100MVar în stația nouă 400 kV;.
- Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare Iernut în RED;
- Stație 400/110kV Bistrita de injecție din LEA 400kV Suceava - Gadalin în RED;
- Transformator 400/110kV Calea Aradului.

Retehnologizarea și modernizarea stațiilor existente

Un număr semnificativ de stații existente se află/vor intra într-un program susținut de retehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor:

Liniiile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelei perioade.

Starea tehnică reală a instalațiilor s-a menținut până în prezent la un nivel corespunzător, atât prin programul de mentenanță desfășurat, cât și printr-un program susținut de retehnologizare și modernizare a instalațiilor și echipamentelor.

În următorii zece ani, se vor finaliza proiectele de retehnologizare aflate în derulare și se vor începe proiecte noi, respectând prioritizarea bazată pe starea tehnică și importanța stațiilor:

- Înlocuiri AT și T în stații-etapa 3:
- AT 220/110 kV 200 MVA: Tg.Jiu Nord, Sărdănești, Suceava, Dumbrava, Grădiște (AT2); FAI (AT 2).
- AT 220/110 kV 100 MVA Tihău;
- Trafo2 110/20 kV 40 MVA în stația Tg.Jiu Nord și Trafo2 110/10 kV 40 MVA în stația Cluj Est, Trafo 110/20 kV 40 MVA: T1 și T2 în stația Cluj Florești;
- T2 110/20 kV 25 MVA în stația Sălaj, T2 110/20 kV 25 MVA în stația Câmpia Turzii, T2 110/20 kV 25 MVA în stația Turnu Severin Est; Trafo T1 110/20 kV 20 MVA în stația Turnu Severin Est;
- Înlocuire AT 220/110kV 200MVA Stupărei
- Retehnologizare stația 400/110 kV/m.t. Smârdan;
- Retehnologizare stația 220/110 kV/MT Baru Mare;
- Retehnologizare stația 220/110 kV Filești;
- Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală (Proiect pilot DigiTEL Alba Iulia);
- Retehnologizare stația 110/20 kV Medgidia Sud;
- Retehnologizare stația 400 kV Isaccea (Etapa II) ;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Pelicanu;

- Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest;
- Retehnologizare stația 400/110 kV Darste
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru;
- Modernizare stație 400/110/20kV Drăgănești Olt;
- Modernizare stație 220/110/20kV Grădiște;
- Modernizare stație 220/110/20kV Fântânele;
- Modernizare stație 220/110 kV Calafat;
- Modernizare SCADA în stația 400/110/20 kV Oradea Sud;
- Modernizare/înlocuire sistem comandă control protecție în următoarele stații: 400/220 kV Roșiori, 220/110/20 kV Sălaj, 220/110 kV Baia Mare 3, 220/110 kV Cluj Florești, 400 kV Țânțăreni, 220/110 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș, 400 kV Calea Aradului, 400/220/110 kV Mintia, 220/110/20 kV Târgoviște, 400 kV Cernavodă, 400/110/20kV Sibiu Sud, 220/110/20 kV Gheorgheni, 400kV Gădălin.
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile Transelectrica (Proiect DigiTEL Trafo Expert)
- Modernizare stația 400/220/110 kV Urechești
- Înlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 kV Drăganesti Olt
- Înlocuire Trafo 1 și Trafo 7 stația Cluj Est
- Înlocuire Trafo 2 400/110kV stația Smârdan
- Înlocuire trafo T1 și T2 400/110kV Constanta Nord
- Achiziția și montajul unei bobine de compensare 100MVar în stația Portile de Fier 400kV
- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN folosite în interconexiune, pentru evacuare putere din CNE Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (Proiect DigiTEL Smart Lines)
- Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale (Proiect pilot DigiTEL Smart Vision)

- „Proiect pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostistea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” - DigiTEL Green

Planul de dezvoltare RET – perioada 2026 - 2035

În anul 2025 Departamentul de Dezvoltare RET a întocmit Planul de Dezvoltare a RET pentru perioada 2026-2035. Acesta a parcurs următoarele etape procedurale:

- a fost avizat în Comitetul Tehnico-Economic (CTES) Transelectrica la data de 30 iulie 2025;
- a fost supus consultării publice în perioada 13 august – 13 septembrie 2025, prin publicarea pe site-ul www.transelectrica.ro;
- a fost aprobat în Adunarea Generală a Acționarilor (AGA) în data de 28 noiembrie 2025, conform prevederilor legale și cerințelor de guvernare corporativă.

Ulterior, Compania a transmis către ANRE, forma aprobată a Planului de Dezvoltare a RET pentru perioada 2026–2035, în vederea avizării. În acest moment acesta se află în analiză la ANRE.

Planul de Dezvoltare a Rețelei Electrice de Transport pentru perioada 2026–2035 este elaborat de Companie în conformitate cu misiunea și viziunea sa, ținând cont de perspectivele de dezvoltare economică ale României și de evoluțiile sectorului energetic.

Documentul respectă cerințele de conținut prevăzute de Ordinul ANRE nr. 98/2022 privind aprobarea Procedurii de fundamentare și aprobare a planurilor de dezvoltare și investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție a energiei electrice.

Scopul planului de dezvoltare a RET este definirea unei viziuni pe termen lung (2026–2035) privind dezvoltarea infrastructurii de transport al energiei electrice, prin stabilirea unor obiective strategice și a direcțiilor de acțiune corespunzătoare.

Acesta fundamentează proiectele majore de investiții necesare pentru modernizarea, extinderea și digitalizarea rețelei electrice de transport, în vederea asigurării unui Sistem Electroenergetic Național sigur, eficient, rezilient și interoperabil, în conformitate cu cerințele tranziției energetice și cu standardele europene în domeniu.

În cadrul Planului de dezvoltare a RET sunt incluse, de asemenea și sursele de finanțare a investițiilor, împreună cu un calendar estimativ de implementare.

Planul de Dezvoltare RET pentru perioada 2026–2035 este elaborat într-un context strategic european complex, în care politicile energetice ale Uniunii

Europene joacă un rol esențial în modelarea viitorului sectorului energetic. În acest sens, obiectivele de dezvoltare ale Transelectrica sunt construite în deplină concordanță cu direcțiile strategice ale UE, vizând în mod direct:

- Diversificarea surselor de energie și creșterea securității energetice, prin consolidarea rețelei de transport și dezvoltarea capacităților de interconexiune cu sistemele electroenergetice ale statelor membre;
- Dezvoltarea unei piețe interne integrate a energiei, prin modernizarea RET și facilitarea cuplării piețelor de energie electrică pe toate orizonturile de timp;
- Creșterea eficienței energetice și susținerea unei economii sustenabile, prin investiții în infrastructura inteligentă și tehnologii avansate, sisteme de monitorizare și control, cu scopul reducerii pierderilor de energie și maximizării utilizării resurselor;
- Decarbonizarea Sistemului Energetic Național, prin integrarea energiei din surse regenerabile și asigurarea accesului acestora la rețea, sprijinind astfel atingerea țintelor climatice stabilite prin Acordul de la Paris și Pactul Verde European;
- Promovarea cercetării, inovării și digitalizării, prin implementarea proiectelor pilot, adoptarea de soluții tehnologice emergente și transformarea digitală a companiei, în linie cu agenda europeană privind tranziția energetică și competitivitatea.

Obiectivele specifice ale acestuia reflectă aceste direcții europene și includ:

- Asigurarea funcționării în siguranță a SEN și furnizarea serviciului de transport la standarde de calitate reglementate;
- Dezvoltarea RET în raport cu prognozele de consum, producție, import, export și tranzit de energie electrică;
- Creșterea capacităților de interconexiune și integrarea pieței unice europene;
- Facilitarea integrării surselor regenerabile de energie în rețea și transportul eficient al acestora către zonele de consum;
- Îmbunătățirea eficienței energetice și optimizarea investițiilor;
- Promovarea accesului echitabil și nediscriminatoriu la rețea;
- Implementarea soluțiilor digitale și inovatoare prin intermediul Programului de Transformare Digitală.

Această abordare integrată poziționează Transelectrica ca un actor-cheie în realizarea tranziției energetice a României și în atingerea obiectivelor de securitate, sustenabilitate și competitivitate energetică stabilite la nivelul Uniunii Europene.

Analiza comparativă a proiectelor de investiții incluse în prezenta ediție a Planului de dezvoltare 2026 - 2035 față de ediția anterioară a PD RET, aferent perioadei 2024 - 2033

În perioada de referință scursă de la aprobarea ediției anterioare a Planului de Dezvoltare, CNTEE Transelectrica SA a finalizat o serie de investiții strategice, esențiale pentru consolidarea infrastructurii de transport al energiei electrice, creșterea siguranței în alimentare și facilitarea tranziției energetice:

Retehnologizare/modernizare RET:

- Retehnologizarea stației de transformare 220/110kV Filești;
- Retehnologizarea stației de transformare 220/110/MT kV Baru Mare;

Siguranța alimentării consumului:

- Creșterea siguranței în funcționarea zonei de rețea Argeș - Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV;

Integrarea producției din centrale noi - Dobrogea și Moldova:

- Mărirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8 km);
- Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru - Gheorgheni - Fântanele;
- Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud;
- Retehnologizarea stației 400kV Medgidia Sud și racordarea intrare - ieșire în stația Medgidia Sud a LEA 400kV;

Integrarea producției din centrale - alte zone

- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare – RET;

Creșterea capacității de interconexiune și integrarea producției din SRE:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I Stația 400/220/110 kV Reșița;
- Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlp;

În actuala ediție a Planului de dezvoltare, aferentă perioadei 2026-2035, s-au introdus următoarele proiecte noi de investiții:

Retehnologizare/modernizare RET:

- Înlocuire AT2 200 MVA în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele;
- Achiziție și montaj AT 4 400 MVA, 400/220 kV în stația 400/220/110 kV Mintia;
- Modernizare stația 400/110/20 kV Drăgănești-Olt;
- Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110/20 kV Tulcea Vest;
- Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110 kV Constanța Nord;
- Modernizare sistem comandă, control, protecție și automatizare în stația 400/220/110 kV București Sud;
- Modernizare sistem comanda control protecții și automatizări în stația 400/110/20 kV Gura Ialomiței;
- Modernizare sistem comandă control protecții și automatizări în stația 220/110/20 kV Turnu Măgurele;
- DigiTEL Next-Gen Power Grid – Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome;
- Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines- etapa 2;

Siguranța alimentării consumului:

- Reconductorare LEA d.c. 220 kV Brazi Vest – Fundeni;
- Autotransformator (AT2) nou 220/110kV, 200MVA Stupărei;
- Transformator (T2) nou 400/110kV, 250MVA Stâlp;
- Transformator nou 400/110kV, 250MVA Dârste;
- Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400/110 kV Botoșani;
- Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Bistrița;
- Instalarea unei bobine de compensare a energiei reactive în stația nouă 400 kV Stâlp;
- Instalarea a două bobine de compensare a energiei reactive în stația 400/220/110 kV București Sud;

Integrarea producției din centrale noi-Dobrogea și Moldova

- Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Brașov-Sibiu Sud;

Integrarea producției din centrale - alte zone

- Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Mintia-Alba Iulia;
- Recondutorare LEA. 220 kV Cetate – Calafat;
- Recondutorare LEA. 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești;
- Recondutorare racord 220kV – București Sud – derivație Mostiștea;
- Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c. Lotru- Sibiu Sud;
- Autotransformator (AT4) nou 400/220kV, 400MVA Arefu.

Față de ediția anterioară a Planului de Dezvoltare a RET 2024-2033, în actuala ediție a Planului de Dezvoltare RET nu au fost excluse proiecte de investiții.

Digitalizare RET

În anul 2025, în cadrul Companiei prin Direcția de Măsurare OMEPA, s-a derulat implementarea noului Sistem de Monitorizare a Calității Energiei Electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS), privind „Digitalizarea RET prin instalarea a două sisteme online pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro și pentru monitorizarea calității energiei electrice”, prin parcurgerea următoarelor etape importante:

- avizarea documentațiilor tehnice detalii de execuție pentru platforma informatică de la punctul central al sistemului PQMS și pentru stațiile din aria de activitate a STT Cluj Napoca, STT Sibiu, ST București, STT Craiova, STT Bacău,
- etapele de testare FAT a analizelor de calitate a energiei electrice aferente stațiilor STT Cluj Napoca, STT Sibiu, ST București, STT Craiova, STT Bacău, a dulapurilor de telecomunicații și a dulapurilor pentru analize aferente stațiilor STT Cluj Napoca, STT Sibiu, ST București, STT Bacău, precum și a platformei informatice de la punctul central PQMS,
- etapele de instalare a furniturii de la punctul central PQMS și în stațiile electrice Cluj Est, Roșiori, Oradea Sud, Baia Mare, Cluj Florești, Sălaj, Vetiș, Gădălin, Tihău, Câmpia Turzii, Dârste, Brașov, Iernut, Ungheni, Fântânele, Gheorgheni, Sibiu Sud, Alba Iulia, Gura Ialomiței, Pelicanu, Târgoviște, Mostiștea, București Sud, Domnești, Sărdănești, pentru toate aceste locații fiind încheiate procese verbale la terminarea lucrărilor și s-au realizat testele SAT.

Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) a fost proiectat în acord cu cele mai noi cerințe în domeniul monitorizării calității energiei electrice, al informaticii de proces, precum și în domeniul securității cibernetice. În cadrul proiectului sunt prevăzute: realizarea platformei informatice de la punctul central, înlocuirea analizelor de calitate a energiei electrice existente care au durată de viață depășită, instalarea de analize noi și extinderea monitorizării în punctele de interes, precum și aducerea la zi a analizelor existente pentru conformitatea cu cerințele actuale în domeniul monitorizării calității energiei electrice.

Scopul Sistemului de Monitorizare a Calității Energiei Electrice este acela de a extinde monitorizarea calității energiei electrice în toate stațiile din RET, precum și în toate stațiile de interconexiune ale SEN cu sistemele electro-energetice vecine.

Tot în anul 2025, s-au derulat etapele premergătoare încheierii contractului pentru achiziția de „Contoare de energie electrică trifazată pentru racordarea utilizatorilor RET”.

Ca și element de perspectivă pentru anul 2026, în urma desfășurării licitațiilor din anul 2025 pentru Schema de ajutor de stat sub formă de contracte pentru diferență pentru producerea de energie electrică din surse regenerabile de energie eoliană onshore și solar fotovoltaică, OPCOM S.A. a transmis către OMEPA lista producătorilor cu care a încheiat contracte pentru diferență.

Conform datelor țintă de punere în funcțiune a centralelor respective, începând cu trimestrul al III-lea din anul 2026, OMEPA va transmite lunar către OPCOM datele aferente producătorilor care au încheiat contracte pentru diferență.

9.1. Programul anual de investiții

Detalierea cheltuielilor pentru investiții în intervalul 2025-2023 pe principalele capitole din programul anual de investiții corelat cu principalele capitole ale

Planului de dezvoltare al Companiei, se prezintă astfel:

Tabel 18: Valoarea investițiilor realizate în 2025-2023

	Categorii de cheltuieli	Programat 2025* (mil lei)	Realizat 2025 (mil lei)	Realizat 2024 (mil lei)	Realizat 2023 (mil lei)
	Total general (A+B)	715,89	691,05	665,70	471,95
A	Cheltuieli proprii Companiei	613,00	594,22	619,06	427,23
I	Investiții în continuare	554,89	538,24	597,85	402,37
II	Investiții noi	17,25	16,51	5,46	5,58
III	Alte cheltuieli de investiții	40,86	39,47	15,75	19,28
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	102,89	96,82	46,64	44,71

(*) PAI 2025 rev. A6

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

Valoarea realizată a investițiilor în continuare este de 538,243 mil lei și reprezintă 90,6% din cheltuielile de investiții proprii Companiei realizate în anul 2025.

Valoarea realizată a investițiilor finanțate din tarif de racordare este de 96,823 mil lei, corespunzător solicitărilor de executare a unor lucrări de relocări de rețele sau racordare la rețea a unor producători.

Programul de investiții pentru anul 2025 a fost revizuit de șase ori până la 31.12.2025.

În anul 2025 au fost încheiate 3 contracte de proiectare și execuție lucrări pentru obiective de investiții finanțate prin Fondul pentru modernizare,

precum și 3 contracte de proiectare și execuție pentru obiective de investiții finanțate prin PNRR.

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

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

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

Scurtă descriere a principalelor proiecte demarate în anul 2025

Stația electrică 400 kV Stâlp și Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp – lucrări

Scopul proiectului:

Stația 220/110/20 kV Stâlp a fost proiectată în anul 1971, construită în perioada 1974-1977 și conectată la SEN în anul 1977.

Retechnologizarea acestei stații electrice prin utilizarea rapoartelor de tensiune 400/110/20kV se impune a fi realizată din considerente de suplimentare a căilor de evacuare a puterii generate în zona de Sud-Est a SEN.

Astfel, dacă în prezent schema electrică de conexiuni a stației 220 kV este una redusă, o celulă LEA 220 kV Stâlp – Teleajen, respectiv o celulă AT 220/110kV, 200 MVA, prin trecerea la nivelul de 400 kV a stației, schema electrică de conexiuni va permite conectarea LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp (un circuit direct și un circuit cu intrare-ieșire în stația 400 kV Gura Ialomiței).

Descriere proiect:

Proiectul prevede realizarea stației de 400 kV în tehnologie GIS, (montată în interiorul incintei existente pe teritoriul actual al stației de 220 kV, fără necesitatea achiziționării unui teren suplimentar) și

modernizarea stației electrice 220/110/20kV Stâlp pentru nivelurile de tensiune 110 kV și 20 kV.

La sfârșitul lucrărilor de trecere la tensiunea de 400 kV, stația 400/110/20 kV Stâlp va răspunde cerințelor impuse de funcționarea SEN în condiții de siguranță.

Trecerea la 400 kV a stației Teleajen și re tehnologizarea stației 110 kV Teleajen

Scopul proiectului:

Trecerea la 400kV a Stației Teleajen și re tehnologizarea stației de 110kV Teleajen” face parte din cadrul investiției „Trecerea la 400kV a LEA 220kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp”, inclusiv “Achiziția AT 400 MVA 400/220/20kV și lucrări de extindere stațiile de 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110kV Brazi Vest”. Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 400 kV Brazi Vest – Teleajen – Stâlp, se încadrează în categoria investițiilor care asigură transferul de energie electrică produsă în Dobrogea spre zona Munteniei. Stația 400/110 kV Teleajen este un nod pe rețeaua de transport 400 kV Cernavodă – Stâlp – Teleajen – Brazi Vest cu posibilitatea executării manevrelor de sincronizare. Scopul prezentei lucrări îl constituie trecerea stației existente de 220 kV la tensiunea de 400 kV și rth stației de 110 kV, care vor fi echipate cu echipament convențional, de exterior. Lucrările de modernizare a stației existente de 220/110 kV Teleajen au drept scop aducerea instalațiilor la un nivel de siguranță și fiabilitate corespunzător zonei din punct de vedere energetic prin utilizarea de tehnicii actuale existente pe plan mondial.

Descriere proiect:

Soluția aleasă privind modernizarea stației de 220 kV consta în înlocuirea totală a echipamentului primar (inclusiv a AT-ului de 200 MVA cu doua unități de transformatoare de 400/110 kV – 250 MVA și implementarea unui sistem de ultimă generație de comandă – control – protecție, metering și teleprotecție, inclusiv cablurile de J.T. aferente, cu respectarea strategiilor TEL privitoare la teleconducerea stațiilor electrice din RET. Soluția aleasă privind rth stației de 110 kV consta în înlocuirea parțială a echipamentului primar (reutilizându-se întreruptoarele și separatoarele de plecare în linie din cadrul celulelor LEA Rafinărie 1 și 2 și LEA Petrochimie 1 și 2 și parțială a sistemului de comandă – control – protecție (cu reutilizarea releelor existente MICOM P543 care vor fi upgrdate pentru protocolul de comunicații IEC 61850) și metering, inclusiv cablurile de J.T. aferente, cu respectarea strategiilor TEL privitoare la teleconducerea stațiilor electrice din RET. La sfârșitul lucrărilor de

modernizare, în stația 400/110 kV Teleajen vor funcționa 2 unități trifazate noi de transformare, de 250/250/80 MVA, 400/110/20 kV.



Modernizare stația 220/110 kV Calafat

LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României

Scopul proiectului:

Construcția LEA 400 kV Suceava - Bălți este necesară interconectării sistemului energetic al Republicii Moldova la ENTSO-E.

Proiectul propus prezintă particularitatea de a desfășura activități și de a angaja obligații în două zone geografice învecinate, însă separate fizic de râul Prut și independente din punct de vedere jurisdicțional

și teritorial: România (membru deplin al UE), respectiv Republica Moldova (partener strategic al UE).

Promotorul și concesionarul secțiunii din LEA 400 kV Suceava (RO) - Bălți (MD) situată pe teritoriul României este C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (care deține calitatea de TSO în România) în timp ce Î.S. Moldelectrica (care deține statutul de TSO în Republica Moldova) este promotorul secțiunii aflată pe teritoriul Republicii Moldova.

Noua LEA 400kV Suceava (RO) - Bălți (MD) va asigura integrarea în rețeaua electrică de transport a energiei produse din surse regenerabile din zona de Est și Sud-Est a României, iar ulterior închiderii inelului de 400kV al României (orizont 2030), va permite un transfer mai eficient al energiei electrice între România și Republica Moldova, eliminând dezavantajele actuale datorate existenței unui singur traseu de transfer la tensiunea de 400kV.

Proiectul a luat naștere ca urmare a documentelor încheiate între Moldelectrica și Transelectrica în perioada 2006 – 2008, pentru accelerarea integrării surselor regenerabile de energie și facilitarea schimburilor transfrontaliere a energiei electrice.

Descriere proiect:

LEA 400 kV Suceava - Bălți se va realiza în varianta simplu circuit și va traversa pe teritoriul României 17 unități administrativ teritoriale din județele Suceava și Botoșani și va avea o lungime de aproximativ 93 km pe teritoriul României.

Modernizare Stația 220 kV Ostrovu Mare

Scopul proiectului:

Stația 220 kV Ostrovu Mare va fi amplasată în județul Mehedinți, lângă stația existentă 110/20/6 kV Ostrovu Mare, care se găsește în imediata vecinătate a CHE Porțile de Fier II.

Analiza energetică a zonei Porțile de Fier I, Cetate, Calafat, Halânga și Porțile de Fier II - Gogoșu a scos în evidență necesitatea schimbării soluției de evacuare a energiei produse în CHE Porțile de Fier II către SEN prin realizarea unei stații noi de conexiuni 220 kV la Ostrovu Mare, racordată printr-o LEA de 220 kV dublu circuit nouă la LEA 220 kV d.c. existentă Porțile de Fier – Cetate (circuitul 1).

Descrierea proiectului:

Schema stației de 220 kV va fi cu bară simplă secționată printr-o cuplă longitudinală cu întreruptor, la care se vor racorda următoarele celule:

- 2 celule de linie (LEA 220 kV Porțile de Fier și LEA 220 kV Cetate);

- 2 celule de autotransformator de 200 MVA, 220 kV, AT1 și AT2;

- 1 celulă de cuplă longitudinală 220 kV;

- 2 celule măsură pe bare, CM1A și CM1B 220 kV;

Stația va fi de tip exterior AIS, cu izolație în aer, echipată cu echipamente de tip convențional.

Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și rețehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru

Scopul proiectului:

Modernizarea sistemului de comandă control protecție, metering a stației Ghizdaru și rețehnologizarea nivelului de medie tensiune și a serviciilor proprii c.c/c.a.

Descrierea proiectului:

După implementarea proiectului, stația 220/110/20 kV Ghizdaru va fi comandată și/sau supravegheată, pe nivele ierarhice, astfel: de la echipamentul primar de comutație - din cofretele de acționare ale echipamentelor primare de comutație (nivel 0); de la echipamentele TNCC 1, 2 - din dulapurile de comandă, control, protecții (nivel 1); de la echipamentele din camera de comandă a stației (nivel 2). De asemenea, stația electrică 220/110/20kV Ghizdaru va fi supravegheată, telecomandată și telecondusă operativ astfel: de la echipamentul de la CTSI sau EI (nivel 2); de la Centrul de dispecer (DEN/DET) (nivel 3).

Achiziție și montare bobină de compensare în stația 400 kV Porțile de Fier

Scopul proiectului:

Prin realizarea investiției de montare a unei bobine de compensare 100MVAR, 400kV în stația 400/220kV Porțile de Fier se urmăresc o serie de obiective, cum sunt:

- aport în reglarea tensiunii, contribuie la reducerea solicitărilor electrice asupra izolației echipamentelor și aparatajului din RET și eventual din RED și la menținerea nivelului de tensiune în nodul 400 kV Porțile de Fier în limitele admisibile și asigurarea funcționării sigure a SEN și a interconexiunii în zona respectivă. Nodul de 400 kV Djerdap din sistemul vecin nu va mai fi afectat de tensiunile în afara limitelor admisibile din RET;

- creșterea siguranței în funcționare și creșterea capacității de transfer ca urmare a posibilității de funcționare a LEA 400kV Porțile de Fier – Reșița și a LEA 400kV Reșița – Pancevo circ. 1, 2 înainte de finalizarea completă a stației 400kV Reșița;

- Se asigură compensarea scăderii capacității de transfer pe perioada retragerii din exploatare a LEA 220kV Reșița – Timișoara pentru lucrările de trecere la 400kV;
- conduce la îmbunătățirea stabilității tranzitorii a grupurilor din CHE Porțile de Fier 1 și creșterea timpului critic de eliminare a defectelor prin asigurarea condițiilor de funcționare stabilă a grupurilor, la reducerea consumului propriu tehnologic (CPT) în rețeaua electrică de transport la evitarea manevrelor de deconectare/conectare a LEA respectiv reducerea uzurii întreruptoarelor și implicit prelungirea duratei de exploatare a acestora. Toate cele de mai sus vor determina o creștere a siguranței în funcționarea SEN.

Descrierea proiectului:

Pentru realizarea investiției sunt necesare următoarele lucrări: reconfigurarea celulei cupla de transfer CT 400kV; montare cablu de înaltă tensiune 400 kV și cutiile terminale aferente; echipare celulă 400kV pentru bobina de compensare în câmpul 7;

stabilirea lucrărilor complementare de reconfigurare stație 400kV care devin necesare în urma realizării noii celule 400kV BC 100MVAR în stația Porțile de Fier.

LEA 400 kV d.c. Timișoara – Arad

Scopul proiectului:

Realizarea trecerii la 400 kV a arterei de Vest și a noii linii de interconexiune cu Serbia generează o serie de avantaje menționate în Obiectivele specifice, atât pentru funcționarea rețelelor interne de transport din SEN cât și pentru consolidarea interconexiunii cu rețelele ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity):

- securizează alimentarea unei mari zone de consum, de circa 1000 MW;
- întăresc sectorul energetic Banat, contribuind astfel la creșterea stabilității tensiunilor în zonă și în consecință și la reducerea pierderilor de putere și energie;
- conduc la întărirea rețelei în sud-vestul României și deci la creșterea cantității de energie electrică ce se poate tranzita între România și Ungaria, ceea ce generează compensații financiare mai mari;
- îmbunătățesc siguranța în funcționare și cresc calitatea serviciului de transport în ambele sisteme electroenergetice.

Descrierea proiectului:

LEA 400 kV Timișoara – Arad va fi alcătuită din 4 tronsoane și va traversa 12 unități administrativ

teritoriale aparținând județelor Timiș (8 UAT) și Arad (4 UAT). Lungimea totală a LEA va fi de 67,2 km (24,7 km s.c. și 42,5 km d.c.).

Pe teritoriul județului Timiș traseul LEA traversează următoarele unități administrativ teritoriale: municipiul Timișoara; comunele Moșnița Nouă, Ghiroda, Dumbrăvița, Sînandrei, Giarmata, Pișchia și Orțișoara.

Pe teritoriul județului Arad, traseul LEA traversează următoarele unități administrativ teritoriale: municipiul Arad, comunele Șagu, Fântânele și Vladimirescu.

În zona din apropierea municipiului Timișoara (zonele de simplu circuit al LEA 400 kV), unde LEA 400 kV a păstrat traseul actualei LEA 220 kV și s-a limitat culoarul de siguranță și de protecție la 55m, pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență a noii linii cu PUZ-urile de locuințe, au fost prevăzuți în proiect stâlpi de întindere sau stâlpi de susținere echipați cu lanțuri de izolatoare cu ramuri multiple, dimensionați pentru cleme cu reținerea conductoarelor. Toți stâlpii din aceste zone au fost prevăzuți cu prize de legare la pământ pentru zone cu circulație frecventă iar stâlpii de susținere vor fi echipați cu lanțuri duble de susținere cu cleme cu blocarea conductoarelor.

Retehnologizare stația 110 kV Medgidia Sud – furnizare echipamente (2)

Scopul proiectului:

Stația de 110 kV Medgidia Sud are o importanță deosebită atât pentru alimentarea zonei de consum cât și pentru alimentarea serviciilor interne ale CNE Cernavodă și pentru evacuarea puterii CEE. Ieșirea din funcțiune a unor elemente ale stației 110 kV Medgidia Sud poate să conducă la nealimentarea unor zone de consum din județul Constanța sau la oprirea funcționării unor CEE (peste 250 MW). Stația de transformare 110/20 kV Medgidia Sud, pusă în funcțiune în anul 1978, se prezintă într-o stare necorespunzătoare cerințelor de sistem pentru zona deservită, atât ca urmare a performanțelor tehnice ale echipamentelor cât și a uzurii fizice și morale a întregii instalații. Prin urmare, este oportună și necesară retehnologizarea stației electrice de 110/20 kV Medgidia Sud pentru creșterea siguranței în alimentare și pentru îmbunătățirea performanțelor echipamentelor și aparaturii.

Descrierea proiectului:

Modernizarea stației în varianta echipării AIS (air insulated substation) permite retehnologizarea stației de 110 kV etapizat, utilizând metoda „pas cu pas”. Pe măsură ce se dezafectează stația existentă, circuitele se trec pe noua stație, fiind necesare lucrări de provizorat și întreruperea anumitor circuite pe durate

mai îndelungate de timp. Pentru aceste lucrări de provizorat se vor utiliza 3 celule mobile GIS, dintre care 2 puse la dispoziție de Transelectrica și o a treia celulă mobilă GIS care se va procura prin acest proiect.

Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud cuprinde următoarele lucrări:

-montarea de echipamente primare și secundare de nivel tehnologic avansat, cu un raport ridicat performanțe/costuri de achiziție – exploatare – mentenanță și indicatori de fiabilitate adecvați unui înalt grad de siguranță în funcționare;

-realizarea unui sistem de comandă – control – protecție performant, unitar, numeric, integrat, redundant, configurabil de la distanță;

-asigurarea comenzii de la DEN/DET/CT Constanța a noilor instalații.

Construirea unei noi Linii Electrice Aeriene (LEA) de 400 kV simplu circuit (s.c.) Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN (LEA nouă)

Scopul proiectului:

Obiectivul proiectului "Construirea unei noi Linii Electrice Aeriene (LEA) de 400 kV simplu circuit (s.c.) Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN" este realizarea unei noi LEA de 400 kV Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN.

Descrierea proiectului:

LEA 400 kV (simplu circuit) Gădălin - Suceava este necesară și oportună deoarece mărește siguranța în funcționare a SEN, elimină suprasarcinile urmare a apariției unor importante surse de energie electrică în partea de est a Sistemului Energetic Național (SEN), crește flexibilitatea în exploatare și conduce la reducerea pierderilor în SEN.

Instalarea de centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile electrice ale CNTEE 'Transelectrica' – SA (Loturile IV, VI și I)

Scopul proiectului:

Reducerea costurilor de operare ale Transelectrica, prin reducerea costurilor pentru achiziția energiei electrice necesare serviciilor interne din stații.

Creșterea nivelului de siguranță în alimentarea serviciilor interne din stații

Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Creșterea procentului de energie din surse regenerabile produsă la nivel național și implicit european.

Descrierea proiectului:

Realizare proiectare în vederea instalării centralelor electrice fotovoltaice și instalațiilor de stocare a energiei electrice realizate cu echipamente care vor permite producția și stocarea locală a energiei electrice din surse regenerabile, oferind o soluție alternativă, chiar parțială, pentru alimentarea consumatorilor nevitali servicii interne din stațiile electrice ale Transelectrica, pentru reducerea consumului de energie electrică din rețeaua de distribuție. În funcție de spațiul disponibil în stație, se vor realiza astfel de instalații complexe de producere și stocare, încât să se poată alimenta și prin autoproducție, proporții cuprinse între 38,58% și 54,05% din consumul local de servicii interne.

Realizare 2 etape: Etapa I - Studiu de Fezabilitate

Etapa II - Caiet de sarcini pentru realizare lucrare (întocmire documentații pentru obținere CU, avize și acorduri cerute prin CU, PAC, PAF, PTE, As-Built)

Tabel 19: Principalele Proiecte majore cu PIF (final și de etapă) realizate în anul 2025

Nr. crt.	Obiectiv	Valoare
		mil lei
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I Stația 400/220/110 kV Reșița	176,87
2	LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare – RET	50,08
3	Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavoda și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)	21,53
4	Modernizarea sistemului de mesagerie electronică în cadrul CNTEE Transelectrica SA (urmează constituire mijloace fixe)	12,94

Principalele proiecte finalizate în anul 2025

Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I

Stația 400/220/110 kV Reșița - Punere în funcțiune finală realizată în luna aprilie 2025

Scopul proiectului:

Stația Reșița este una dintre cele mai importante stații de transformare de pe axul Banat, ax format din LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad, cu stațiile Săcălaz și Calea Aradului racordate intrare-ieșire pe unul dintre circuitele Timișoara-Arad.

Trecerea axului Banat la tensiunea de 400 kV va conduce la întărirea rețelei de interconexiune cu ENTSO-E în zona de sud-vest și vest a României, creând premisele necesare interconexiunii cu Serbia.

Punerea în sarcină a LEA 400 kV Reșița (România) - Pancevo (Serbia) circuitul 1+2 este condiționată de realizarea celulelor LEA 400 kV Pancevo 1 și Pancevo 2 din stația Reșița.

Experiența Transelectrica în exploatarea instalațiilor electrice din stațiile de transformare de pe axul Banat și situația incidentelor înregistrate în aceste stații de transformare în ultimii ani arată că se impune modernizarea nivelelor de tensiune existente și introducerea nivelului de tensiune de 400 kV.

Având în vedere toate acestea, se consideră oportună introducerea tensiunii de 400 kV în stația Reșița și rețehnologizarea stației existente 220/110 kV Reșița pentru aducerea ei la un nivel corespunzător cerințelor actuale de funcționare.

Descrierea proiectului:

Proiectul "Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de fier-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad. Stația 400/220/110 kV Reșița" are drept scop realizarea stației 400 kV Reșița și rețehnologizarea stației 220/110 kV Reșița.

LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare – RET - Punere în funcțiune finală realizată în luna iunie 2025

Scopul proiectului:

Zona de S-V a SEN se caracterizează printr-un important excedent de energie electrică datorat marilor centrale hidroelectrice amplasate pe Dunăre, respectiv Porțile de Fier I și II + Gogoșu cât și centralelor termoelectrice din bazinul carbonifer Oltenia.

Soluția pentru creșterea nivelului de siguranță în funcționarea rețelelor electrice de transport din zonă cât și pentru scăderea pierderilor tehnologice în rețelele de 110 kV ale SC DFEE Electrica Oltenia SA, este asigurată prin realizarea evacuării puterii din CHE Porțile de Fier II + Gogoșu în rețeaua zonală de 220 kV printr-o stație 220/110 kV amplasată în vecinătatea hidrocentralei.

Ca urmare a analizei de sistem în cadrul lucrării „Studiu privind optimizarea rețelei de transport și distribuție în zona stațiilor Drobeta Tr. Severin, Reșița, Timișoara, Arad, Cetate și Calafat pentru sporirea nivelului de siguranță în funcționarea SEN. Planul de perspectivă al RET. Perioada 2004 – 2008 și orientativ 2014”, s-a propus schimbarea soluției de evacuare în SEN a energiei produse în CHE Porțile de Fier II, prin realizarea unei stații electrice de 220 kV la Ostrovu Mare, racordată printr-o LEA 220 kV dublu circuit la LEA 220 kV Porțile de Fier I – Cetate existentă, pe traseul cel mai scurt (aprox. 30 km), în vecinătatea localității Corlățel.

CN Transelectrica SA a promovat prin „Planul de Perspectivă al RET Perioada 2019 – 2031 și orientativ 2035”, lucrările necesare evacuării puterii din CHE Porțile de Fier II + Gogoșu printr-o stație proprie de 220 kV.

Descrierea proiectului:

Lucrările constau în realizarea stației 220 kV Ostrov 2 x 200 MVA, realizarea racordului intrare/ieșire în LEA 220 kV d.c. PdF I – Cetate/Calafat pentru conectarea acestei noi stații și realizarea extinderii stației 220 kV Cetate (în contextul dezvoltării rețelei electrice de transport din zona de sud vest a Sistemului Energetic Național. Este necesară și extinderea stației 220 kV Cetate – această lucrare este în curs de realizare).

Modernizarea sistemului de mesagerie electronică în cadrul CNTEE Transelectrica SA (urmează constituire mijloace fixe) - Punere în funcțiune finală realizată în luna decembrie 2025

Descrierea proiectului:

Având în vedere importanța operațională a sistemului de mesagerie Transelectrica, cu implicare directă asupra dispecerizării și exploatării SEN, dar și a complexității platformei, se impune migrarea funcționalităților platformei pe noua infrastructură hardware a Transelectrica având ca obiectiv scăderea timpilor de răspuns, asigurarea cel puțin al aceluiași nivel de stabilitate și un nivel de disponibilitate superior.

Soluția trebuie să permită utilizatorilor să lucreze într-un mod productiv facilitând-le gestiunea unui volum din ce în ce mai mare de date prin intermediul unei multitudini de dispozitive fixe și mobile, asigurând astfel și lucrul mai eficient în echipă. Beneficiind de mecanisme inteligente prin care utilizatorilor le sunt evidențiate informațiile relevante, utilizatorii își pot utiliza timpul mai eficient, fără obstacole de natură tehnologică.

Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavoda și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID) - Pe parcursul anului 2025 au fost realizate PIF de etapă

Scopul proiectului:

Obiectivul principal ce se dorește a fi atins prin achiziția și montarea sistemelor de monitorizare on-line este creșterea siguranței în funcționare a LEA, creștere ce se va realiza prin diagnoza și estimarea on-line a stării tehnice a liniilor electrice aeriene pe baza datelor achiziționate online precum și operaționalizarea conceptului Rating Dinamic - Dynamic Line Rating (DLR). Obiectivul DLR este de a furniza Operatorului de Sistem informații precise și în timp real care să permită o mai buna utilizare a

capacității de transport a LEA și mărirea acesteia funcție de condițiile meteo actuale, reducerea riscului și creșterea fiabilității și eficienței în funcționare a acesteia.

Descrierea proiectului:

Servicii și lucrări generale pentru prezentul proiect: Proiectare (întocmire PTE, as-built); Prestarea serviciilor necesare realizării proiectului: teste FAT, SAT, PIF, instruire personal; Livrare echipamente, în conformitate cu prevederile Caiet de Sarcini și a Specificațiilor tehnice; Montajul sistemelor de monitorizare, racordarea dispozitivelor necesare achiziției de date la LEA specificate, racordarea la platforma cloud a Transelectrica conform soluției informatice ofertată prin interfețe specifice și software adecvat; Integrarea sistemelor de monitorizare în SCADA existentă; Asigurarea mentenanței pe perioada garanției.

Programul de investiții pentru anul 2026

Principalele obiective de investiții majore **ce se au în vedere pentru anul 2026**

Instalarea de centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile electrice ale CNTEE 'Transelectrica' – SA (Loturile II, III și V)

Scopul proiectului:

Reducerea costurilor de operare ale Transelectrica, prin reducerea costurilor pentru achiziția energiei electrice necesare serviciilor interne din stații.

Creșterea nivelului de siguranță în alimentarea serviciilor interne din stații

Reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră. Creșterea procentului de energie din resurse regenerabile produsă la nivel național și implicit european.

Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori

Scopul proiectului:

Dispozitivele moderne de compensare a puterii reactive compensează rapid variațiile de putere reactivă menținând tensiunea nodului la valoarea de consemn. Realizarea unui sistem centralizat de reglaj al tensiunilor și instalarea de mijloace moderne de compensare a puterii reactive conduce la reducerea pierderilor de energie activă rezultate ca urmare a circulațiilor de putere reactivă și la îmbunătățirea

parametrilor calității energiei electrice (armonice de tensiune, THD, factor de putere, etc).

Axul Banat, Etapa III Retehnologizare Stația 110 kV Arad și Stația 400 kV Arad

Scopul proiectului:

Retehnologizarea stației de 110kV Arad și extinderea stației de 400 kV Arad conform proiectului de trecere la 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad.

Retehnologizare stația 400 / 220 110 kV Urechești

Scopul proiectului:

Modernizarea echipamentului energetic primar și secundar va contribui la asigurarea telecomandării întregii stații de la nivelul Centrului de Telecomandare al STT Craiova și al centrelor de dispecer central și teritorial, pentru a răspunde cerințelor actuale de siguranță funcțională și operațională a SEN. Creșterea siguranței în funcționare a SEN conform rezultatelor studiilor de dezvoltare a RET și a studiilor de planificare operațională. De asemenea, întărirea RET din zona de sud - vest a SEN poate conduce la evitarea unor declanșări similare cu cele care au avut loc la evenimentul din data de 08.01.2021; Creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice. Asigurarea unui control adecvat pentru transferul de putere prin rețeaua de 220 kV urmare a intensificării schimburilor transfrontaliere din zona de sud - vest a SEN, urmare a întăririi rețelei electrice de transport din Bulgaria, Serbia și Ungaria; Creșterea capacității de racordare la RET pentru consumatori și producători

noi de energie electrică, în special a surselor regenerabile de energie electrică pentru asigurarea Țintelor de energie verde asumate de către România.

Retehnologizare stația 400 / 220 110 kV Urechești

Scopul proiectului:

Modernizarea echipamentului energetic primar și secundar va contribui la asigurarea telecomandării întregii stații de la nivelul Centrului de Telecomandare al STT Craiova și al centrelor de dispecer central și teritorial, pentru a răspunde cerințelor actuale de siguranță funcțională și operațională a SEN. Creșterea siguranței în funcționare a SEN conform rezultatelor studiilor de dezvoltare a RET și a studiilor de planificare operațională. De asemenea, întărirea RET din zona de sud - vest a SEN poate conduce la evitarea unor declanșări similare cu cele care au avut loc la evenimentul din data de 08.01.2021; Creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice. Asigurarea unui control adecvat pentru transferul de putere prin rețeaua de 220 kV urmare a intensificării schimburilor transfrontaliere din zona de sud - vest a SEN, urmare a întăririi rețelei electrice de transport din Bulgaria, Serbia și Ungaria; Creșterea capacității de racordare la RET pentru consumatori și producători noi de energie electrică, în special a surselor regenerabile de energie electrică pentru asigurarea Țintelor de energie verde asumate de către România.

Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală

Scopul proiectului:

Îmbunătățire siguranță în funcționare a instalațiilor prin acțiuni care vizează: optimizarea schemei electrice primare; modernizarea echipamentului energetic primar și secundar; asigurarea telecomandării întregii stații de la nivelul centrelor de dispecer centrale și teritoriale; creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice; îmbunătățirea serviciilor pentru

utilizatorii rețelei electrice de transport; îmbunătățirea performanței energetice a stației; îmbunătățirea capacităților operaționale necesare implementării standardelor asociate managementului activelor și rețelelor inteligente; îmbunătățirea managementului riscurilor asociate operării și mentenanței stației; reducerea impactului asupra mediului prin utilizarea de echipamente și tehnologii moderne; dezvoltarea competențelor specifice necesare digitalizării proceselor.

Proiectul pilot DigiTEL Green - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului

Scopul proiectului:

Obiectivele generale preconizate a fi atinse sunt:

- ✓ Creșterea siguranței în funcționare a Sistemului Energetic Național;
- ✓ Standardizarea soluțiilor de monitorizare a activelor RET;
- ✓ Asigurarea interoperabilității între nivelul operațional;
- ✓ Implementarea cerințelor standardelor de management al activelor;
- ✓ Creșterea performanței operaționale;
- ✓ Implementarea conceptului de sustenabilitate în domeniul stațiilor electrice*;
- ✓ Implementarea politicilor de mediu agreeate la nivelul UE.

Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni

Scopul proiectului:

- ✓ Montarea unei unități suplimentare de transformare AT3 400MVA, 220/110 kV.
- ✓ Implementarea sistemului de analiza a calității energiei electrice realizat în conformitate cu cerințele NTI-urilor Transelectrica în vigoare conform celor stabilite prin expertiza tehnică;
- ✓ Integrarea noilor echipamente în toate sistemele și instalațiile stației Fundeni.

Riscuri și perspective PAI 2026

Riscurile identificate pentru obiectivele de investiții cuprinse în categoria cheltuielilor proprii Companiei care pot afecta realizarea Programul Anual de Investiții pentru anul 2026, sunt după cum urmează:

- Externe: întârzieri în realizarea lucrărilor conform estimărilor prevăzute și termenelor contractuale, cauzate în principal de:

- ✓ situația economică mondială, respectiv războiul din Ucraina și criza energetică;
- ✓ contextul legislativ;
- ✓ situația financiară a unor executanți;

- ✓ întârzieri semnificative în emiterea de HG pentru declanșare proceduri de expropriere / scoatere din fond forestier;
- ✓ numărul redus al firmelor de proiectare/execuție în domeniu, fapt ce conduce la nefinalizarea procedurilor de achiziție publică.

Impactul acestor riscuri ar putea fi de 8% din cheltuielile de investiții proprii Companiei.

- Interne (alte cauze)- cu un impact de 2%.

În condițiile apariției acestor constrângeri, gradul de realizare al Programului de investiții (cheltuieli proprii Companiei) va fi de aproximativ 90%.

În anul 2026 se estimează încheierea a încă 4 contracte de proiectare și execuție lucrări pentru obiective de investiții finanțate prin Fondul pentru modernizare și 3 contracte de proiectare și execuție pentru obiective de investiții finanțate prin PNRR.

9.2. Activitatea privind achizițiile sectoriale

În materia achizițiilor sectoriale în decursul anului 2025 au fost atribuite 709 procese de achiziție compuse din 350 proceduri de achiziție și 359 procese de achiziții directe.

În sinteză, gradul de realizare a proceselor de achiziție (proceduri finalizate cu contracte și proceduri inițiate) în perioada ianuarie - decembrie 2025, este: este 67,53% din punct de vedere valoric și 70,35% din punct de vedere numeric.

În ceea ce privește achizițiile finanțate din fonduri de investiții, la nivel de Companie au fost semnate contracte, a căror valoare totală la semnare este de **1.501 mil lei**.

În plus, au fost inițiate, un număr de 4 proiecte de investiții finanțate din fonduri nerambursabile – unul din Fondul pentru modernizare și trei din PNRR Componenta 16 REPowerEU, însumând o valoare estimată totală de **503,8 mil lei**, a căror finalizare, se preconizează a se va realiza în cursul anului 2026:

- Proiect pilot – rețehnologizare stația 220/ 110 / 20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală
- Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona STT Constanța în stațiile electrice: 400/110/10 kV Constanța Nord, 400 kV Isaccea, 400/220/110/20 Lacu Sărat, 400/110/20 kV Medgidia Sud, 400/110/20 kV Tulcea Vest
- Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona 1 STT București - stațiile electrice: 400/220/110/10 kV București Sud, 220/110/20 kV Fundeni, 400/110/20 kV Domnești, 400/110/20 kV Gura Ialomiței, 220/110/20 kV Ghizdaru

- Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – Stații CEF zona 2 STT București - stațiile electrice: 400/110 kV Pelicanu, 220/110/20 kV Turnu Măgurele, 220/110/20 kV Stâlp, 220/110 kV Teleajen, 220/110/20 kV Târgoviște, 400/220/110 kV Brazi Vest.

Pe parcursul anului 2025 au intervenit măsuri legislative cu impact asupra activității comerciale printre care:

- prelungirea restricțiilor din Ordonanță de Urgență nr. 34/12.05.2023 privind unele măsuri fiscal-bugetare, prorogarea unor termene, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative,
- Ordonanța de Urgență nr. 156/2024 privind unele măsuri fiscal bugetare în domeniul cheltuielilor publice pentru fundamentarea bugetului general consolidat pe anul 2025, pentru modificarea și completarea unor acte normative, precum și pentru prorogarea unor termene,
- Legea nr. 118/1 iulie 2025 privind aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 52/2024 pentru modificarea și abrogarea unor prevederi din acte normative în domeniul achizițiilor publice și achizițiilor sectoriale
- Noile dezvoltări în SEAP pentru AUTORITĂȚI CONTRACTANTE - Formularele prevăzute de Ordinul președintelui ANAP nr. 1170/2021 în procesul de evaluare a ofertelor din cadrul procedurilor de achiziție publică online.

9.3. Fonduri europene

Tabel 20 Proiecte finanțate din fonduri europene

Nr. crt.	Obiectiv	Program finanțare	Status finanțare	Valoare finanțare mil eur
1	LEA 400kv d.c. Medgidia Sud-Constanța Nord	Fond Modernizare	100%	22,99 €
2	LEA 400kv Gădălin – Suceava, inclusiv interconectarea la SEN	Fond Modernizare	100%	101,21 €
3	„Axul Banat”, Etapa II LEA 400kv Reșița – Timișoara/ Săcălaz	Fond Modernizare	100%	45,18 €
	„Axul Banat”, Etapa II Retehnologizare stația 110kv Timișoara și trecerea la 400kv	Fond Modernizare	100%	18,43 €
4	„Axul Banat”, Etapa III LEA 400kv Timișoara/Săcălaz - Arad	Fond Modernizare	100%	27,28 €
	„Axul Banat”, Etapa III Retehnologizare stația 110kV Arad și Stația 400 kV Arad	Fond Modernizare	100%	13,41 €
	„Axul Banat”, Etapa III Stația 400 kV Săcălaz	Fond Modernizare	100%	16,82 €
5	LEA 400 kV Brazi Vest -Teleajen – Stâlp (Lotul I)	Fond Modernizare	100%	51,07 €
	Extinderea stației Brazi Vest (inclusiv AT4) (Lotul II)			
	Stația 400 kV Teleajen și retehnologizare stația 110 kV			
6	Proiect pilot - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală	Fond Modernizare	100%	46,96 €
7	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu	Fond Modernizare	100%	52,34 €
8	Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)	Fond Modernizare	100%	10,48 €
9	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro	Fond Modernizare	100%	10,67 €
	Sistem monitorizare calitate energie electrica (PQMS)	Fond Modernizare	100%	7,58 €
10	Proiect pilot DigiTEL Green - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului	Fond Modernizare	100%	48,34 €
11	Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future - Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	Fond Modernizare	100%	64,06 €
12	Investiția 5. Eficientizarea, modernizarea și digitalizarea rețelei de transport al energiei electrice, finanțată prin Planul Național de Redresare și Reziliență, aferentă Componentei 16. REPowerEU	PNRR	100%	56,24 €
13	LEA 400kv d.c. Gutinaș – Smârdan*	POIM	60,23%	28,91 €
		PDD	66,88%**	21,00 €

* În aplicarea prevederilor Instrucțiunii MIPE nr.71 din 14.11.2023 privind etapizarea proiectelor finanțate în cadrul Programului Operațional Infrastructură Mare 2014 – 2020, proiectul LEA 400kv d.c. Gutinaș – Smârdan, finanțat inițial prin Contractul de finanțare POIM nr. 276/03.10.2019, a fost etapizat prin contractul de finanțare PDD nr. 146/12.12.2024.

** În aplicarea prevederilor HG nr. 379/2020, care reglementează Metodologia de ajustare a prețurilor în cadrul devizelor generale aferente proiectelor de infrastructură publică finanțate prin POIM 2014-2020, rata de finanțare a proiectului LEA 400kv d.c. Gutinaș – Smârdan a fost majorată de la 60,23% la 66,8856% prin Actul Adițional nr. 4/06.12.2022 la Contractul de finanțare POIM nr. 276/03.10.2019.

Fondul pentru Modernizare

Pentru proiectele 1-11, în conformitate cu prevederile Contractelor de finanțare, au fost elaborate și transmise către Ministerului Energiei rapoarte semestriale de progres pentru semestrul I al anului 2025, precum și alte categorii de informații solicitate de către Minister (raportări aferente procedurilor de achiziții publice etc).

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

În perioada ianuarie-decembrie 2025 au fost depuse cereri de rambursare în valoare totală de **86,6 mil lei** pentru următoarele proiecte:

- În luna **februarie 2025**, au fost depuse Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare:
 - Pentru proiectul 5. „Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlp”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 2, în valoare de 115.985,00 lei.
 - Pentru proiectul 7. „Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 3, în valoare de 3.262.920,81 lei.
- În luna **martie 2025**, au fost depuse Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare:
 - Pentru proiectul 8. „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 2, în valoare de 4.257.032,03 lei.
 - Pentru proiectul 9. „Digitalizarea RET prin instalarea a 2 sisteme online pentru Contorizarea și managementul datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro, si pentru Monitorizarea calității energiei electrice”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 5, în valoare de 13.113.897,38 lei.
- În luna **iunie 2025**, au fost depuse Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare:
 - Pentru proiectul 3. „Etapă II "Axul Banat", Construirea unei noi linii electrice aeriene de 400kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, Retehnologizarea stației 110 /220 kV Timișoara și trecerea la 400 kV”, a fost depusă Cererea de prefinanțare nr. 1, în valoare de 20.659.089,01 lei.
 - Pentru proiectul 8. „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 3, în valoare de 4.139.704,27 lei.
 - Pentru proiectul 10. „Proiect pilot DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” a fost depusă Cererea de rambursare nr. 1, în valoare de 1.176.400 lei.
- În luna **august 2025**, au fost depuse Cereri de prefinanțare/ Cereri de rambursare:
 - Pentru proiectul 5. „Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlp”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 3, în valoare de 1,977,972.03 lei.
 - Pentru proiectul 7. „Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu”, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 4, în valoare de 28,611,229.12 lei.
- În luna **noiembrie 2025**, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 4 aferentă
 - proiectului 8. „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip SMART GRID)”, în valoare de 8,131,773.22 lei.
- În luna **decembrie 2025**, a fost depusă Cererea de rambursare nr. 1 aferentă
 - proiectului 11. „Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – Trecerea LEA 400 kV Isaccea-Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit”, în valoare de 569.700,00 lei.

Proiectul 12 - PNRR

Planul REPowerEU - Investiția 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice prin Planul Național de Redresare și Reziliență, Componenta 16. REPowerEU

Investiția are drept obiectiv general accelerarea integrării surselor de energie regenerabilă și creșterea rezilienței SEN/RET (Sistemul Electroenergetic

Național/Rețeaua Electrică de Transport) pentru asigurarea aprovizionării cu energie electrică prin reducerea blocajelor și a disfuncționalităților interne la nivelul RET și întărirea securității cibernetice, prin îmbunătățirea capacității de răspuns la atacurile cibernetice.

În data de 09.04.2024 a fost semnat Contractul de finanțare din Planul Național de Redresare și Reziliență pentru implementarea acestei investiții între C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. și Secretariatul General al Guvernului, în calitate de Coordonator de reformă și/sau investiție, în valoare de 56.237.200 euro.

Investiția 5. Digitalizarea, eficientizarea și modernizarea rețelei naționale de transport a energiei electrice cuprinde următoarele Subinvestiții:

- Subinvestiția 5a. – Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 29.557.000 euro);
- Subinvestiția 5b. – Retehnologizarea SMART SA – filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A (alocare 13.791.327 euro);
- Subinvestiția 5c. - Optimizarea rețelei de comunicații și crearea unui centru de date – Teletrans SA, filiala C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. (alocare 8.440.200 euro).

În perioada ianuarie-decembrie 2025 au fost transmise către Secretariatul General al Guvernului raportări săptămânale, bilunare, trimestriale și rapoarte de progres privind stadiul implementării Investiției 5.

Totodată, pentru Subinvestiția 5a. – Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în anul 2025, au fost elaborate, depuse și încasate cereri de transfer, în valoare de 1.152.287,65 lei.

Proiectul 13 - POIM/ PDD

“LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan”

În ceea ce privește Proiectul “LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan” finanțat prin Programul Operațional Infrastructură Mare 2014-2020, Axa prioritară 8 - *Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale, Obiectivul specific 8.1 – Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile, în anul 2025 au fost depuse 2 (două) cereri de rambursare cu o valoare totală*

rambursată de 34.442.727,08 lei către Autoritatea de Management – POIM.



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

Lansarea publică a etapei a doua a fost marcată prin publicarea anunțului în presa națională la 6 martie 2025, urmată de organizarea, în 26 martie 2025, a ședinței oficiale de începere a derulării Contractului de finanțare din fonduri nerambursabile nr. 146/2024.

În luna iunie 2025 a fost încasată valoarea de 7.211.894,87 lei, reprezentând cheltuiala nerambursabilă aferentă Cererii de rambursare nr. 1, finanțată prin programul PDD 2021-2027.

A fost inițiată implementarea Hotărârii de Guvern nr.174/2025 din 27 februarie 2025, care aprobă scoaterea definitivă din fondul forestier național a 0,1941 ha și ocuparea temporară a 32,6358 ha pentru realizarea LEA 400 kV d.c. Gutinaș-Smârdan, astfel, în perioada iulie-august 2025 Regia Națională a Pădurilor – Romsilva a predat integral suprafețele către CNTEE Transelectrica SA, cu respectarea obligațiilor privind regenerarea și compensațiile silvice. În consecință, antreprenorului i-a fost acordat accesul efectiv pe amplasamente pentru continuarea lucrărilor, conform programului de execuție.

Cererea de rambursare nr. 2 în valoare de 27,230,832.21 lei a fost încasată în luna noiembrie 2025.

În luna decembrie 2025 au fost desfășurate două misiuni de verificare de către reprezentanții Ministerului Investițiilor și Proiectelor Europene, având ca obiect activitățile și cheltuielile angajate în perioada 29.12.2023–31.10.2024, solicitate la rambursare prin Cererile de rambursare nr. 1 și nr. 2, încasate integral pe parcursul anului 2025, după cum urmează:

- în perioada 10–11.12.2025, a fost efectuată misiunea de verificare tehnică la fața locului, desfășurată atât la sediul societății, cât și pe amplasamentul lucrărilor, prin care au fost confirmate realitatea, eligibilitatea și conformitatea cheltuielilor declarate, precum și respectarea contractului de lucrări și a cerințelor procedurale aplicabile.
- în perioada noiembrie–decembrie 2025, a fost realizată misiunea de verificare la distanță a evidenței contabile aferente proiectului, care a confirmat existența unui sistem de contabilitate separat, corecta înregistrare a cheltuielilor aferente cererilor de rambursare și respectarea legislației în vigoare în domeniul contabilității.

Colaborarea dintre Transelectrica și Universitatea Politehnica din București

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

Transelectrica a participat la procesul de selecție inițiat de Universitatea Politehnica București pentru înființarea și operaționalizarea unui Consorțiu pentru crearea unei rute profesionale complete pentru învățământul tehnic, unde, împreună cu UPB s-a depus cererea de finanțare pentru implementarea proiectului **“Campus Dual Politehnica București”**.

Proiectul se derulează pe o perioadă de 3 ani (termen maxim de implementare: până la data de 30 iunie 2026). Începând cu luna noiembrie 2023 și până în prezent, în cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. se organizează stagii de practică pentru un număr de 5 elevi înscriși în învățământul dual la Colegiul Tehnic de Poștă și Telecomunicații “Gheorghe Airinei”.

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



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

În luna mai 2025, a fost aprobat prin hotărâre de guvern programul de masterat dual “Sisteme de energie regenerabilă”, în cadrul Universității Naționale de Știință și Tehnologie Politehnica București. Pentru acest program de masterat, tot în luna mai a avut loc prima sesiune de admitere, iar din comisia de admitere a făcut parte și un reprezentant al Companiei.

În luna iulie 2025 a avut loc a doua sesiune de admitere la programul de masterat dual “Sisteme de energie regenerabilă”, din comisia de admitere făcând parte și un reprezentant al Companiei.

În luna august 2025, a fost aprobat prin hotărâre de guvern programul de licență dual “Energie regenerabilă și tehnologii sustenabile”, în cadrul Universității Naționale de Știință și Tehnologie Politehnica București. Pentru promovarea și prezentarea acestui program de licență, la începutul lunii septembrie 2025 a avut loc o întâlnire online cu candidații. La această întâlnire a participat și responsabilul de contract de finanțare/acord de parteneriat din cadrul Companiei și a prezentat activitatea Transelectrica și modul în care Compania se va implica în desfășurarea programului de licență.

În perioada octombrie-decembrie 2025, au fost încheiate 35 de contracte individuale de studii și pregătire practică cu studenți de la Universitatea Națională de Știință și Tehnologie POLITEHNICA București, astfel: 20 de contracte individuale de studii și pregătire practică în învățământul dual pentru programul de licență „Energia regenerabilă și tehnologii sustenabile” și 15 contracte individuale de studii și pregătire practică în învățământul dual pentru

programul de masterat „Sisteme de energie regenerabilă”.

Studentii de la programul de masterat dual "Sisteme de energie regenerabilă" au efectuat în lunile noiembrie-decembrie 2025 cinci săptămâni de practică în cadrul DEN și la Sucursala București.

A fost încheiat Actul Adițional nr. 3 la Contractul de parteneriat pentru constituirea consorțiului pentru învățământ dual integrat Centrul de expertiză în regiunea București-Ilfov, prin care au fost integrați în Consorțiu noi parteneri.

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

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

de a nu putea beneficia în totalitate de fondurile nerambursabile europene care i-au fost alocate, cu efect negativ și asupra ratei de absorbție de fonduri europene a României.

Evenimente

- În luna august 2025 au fost depuse aplicații în vederea obținerii finanțării prin Fondul pentru Modernizare pentru următoarele investiții:
- Optimizarea funcționării liniilor electrice aeriene prin extinderea sistemului de monitorizare online DigiTEL Smart Lines;
- Creșterea calității reglajului de tensiune în stația Gutinaș.
- În luna octombrie 2025, cele două investiții au fost confirmate în cadrul celei de-a doua sesiuni a Comitetului de Investiții al Fondului pentru Modernizare ca investiții prioritare.

Perspective 2025

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

9.4. Calitatea serviciilor de transport și de sistem furnizate

Conform Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice – aprobat prin ordinul ANRE 12/2016, indicatorii de performanță reprezentativi pentru gestionarea și

exploatarea RET precum și pentru continuitatea serviciului de transport sunt:



100%

Disponibilitatea rețelei de transport

- energia electrică transportată (GWh) și coeficientul procentual al pierderilor de energie în rețeaua electrică de transport – valori prezentate în secțiunea corespunzătoare CPT (Date operaționale);
- indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor, determinată de evenimentele programate sau neprogramate (accidentale), raportată la km pentru linii (INDLIN), sau MVA pentru transformatoare și autotransformatoare (INDTRA);

Tabel 21: Indicatori pentru activitatea de gestionare/ exploatare RET

Indicator	2025	2024	2023
INDLIN (ore/ an)			
Totală	185,73	221,88	243,11
· Neprogramată (accidentală)	5,27	9,03	12,58
· Programată	180,46	212,85	230,53
INDTRA (ore/ an)			
Totală	147,73	106,86	75,17
· Neprogramată (accidentală)	12,87	15,15	1,48
· Programată	134,86	91,71	73,69

În perioada ianuarie-decembrie 2025 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 185,73 ore/interval, cu 16% mai mică decât cea înregistrată în aceeași perioadă din 2024 (221,88 ore/interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a instalațiilor în 2025 față de 2024 este:

- ✓ ▼ **3,8 ore/interval– neprogramată**
- ✓ ▼ **32 ore/interval – programată**

Se constată că în decursul anului 2025, a scăzut indisponibilitatea programată, cât și indisponibilitatea neprogramată.

Scăderea indisponibilității neprogramate are drept cauză impactul diminuat pe care incidentele cu declanșare (cauzate în special de condițiile meteorologice nefavorabile) l-au avut asupra perioadei de indisponibilizare a LEA.

Scăderea indisponibilității programate a rezultat pe fondul realizării unor lucrări de mentenanță fără retragerea din exploatare a LEA (de ex. toaletare vegetație) sau cu durate de retragere din exploatare mai mici.

În ianuarie-decembrie 2025 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDTRA în valoare de 147,73 ore/interval cu 38% mai mare față de cea înregistrată în aceeași perioadă a anului trecut (106,86 ore/interval).

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a transformatoarelor în 2025 față de 2024 este:

- ✓ ▼ **2,3 ore/interval – neprogramată**
- ✓ ▲ **43 ore/interval – programată**

Scăderea indisponibilității neprogramate la unitatile de transformare, se datorează în special înlocuirii acestora în cadrul programelor de investiții (proiecte

dedicate sau re tehnologizări de stații), respectiv mai puține incidente.

Creșterea indisponibilității programate a rezultat pe fondul realizării mai multor lucrări de mentenanță cu retrageri programate din exploatare (de ex. RT) necesare la unitățile de transformare.

- energia nelivrată consumatorilor - ENS (en. „Energy Not Supplied”), din cauza întreruperilor și timpul mediu de întrerupere – AIT (en. „Average Interruption Time”) care reprezintă perioada medie echivalentă de timp, exprimată în minute, în care a fost întreruptă alimentarea cu energie electrică.

Tabel 22: Indicatori de continuitate a serviciului de transport

Indicator	2025	2024	2023
ENS în urma incidentelor produse în RET [MWh]	66,77	83,80	37,13
ENC în urma incidentelor produse în RET [MWh]	7,77	39,10	10.154,90
AIT-ENS (min/an)	0,57	0,78	0,34
AIT-ENC (min/an)	0,07	0,36	93,30

Continuitatea în funcționare reprezintă unul dintre parametrii calității serviciilor de transport și de sistem. Evaluarea nivelului de siguranță în asigurarea serviciului oferit într-un anumit punct al RET, în condiții normale de funcționare, este o premisă importantă pentru asigurarea de către Companie a serviciului de transport performant și pentru buna funcționare a pieței de energie electrică.

În anul 2025 valoarea totală TMI (AIT-ENS) a fost de 0,57 min, mai mică decât valoarea AIT-ENS înregistrată în aceeași perioadă a anului 2024, care a fost de 0,76 min.

În ianuarie-decembrie 2025 s-a înregistrat o cantitate de energie nelivrată consumatorilor (ENS) de 66,77 MWh, mai mică cu 20% față de cantitatea de energie

nelivrată consumatorilor înregistrată în aceeași perioadă a anului 2024 (83,80 MWh).

În anul 2025 AIT-ENC, perioada medie echivalentă în timp, în care a fost blocată energia în centralele producătorilor, a înregistrat 0,07 min în timp ce în anul 2024 a fost 0,36 min.

Măsurile prevăzute de Companie pentru îmbunătățirea indicatorilor ENS și AIT, conform planului de Dezvoltare a RET perioada 2022-2031, sunt:

- ✓ Reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările meteo – climatice.
 - revizii normative,
 - analiza prin programe de calcul moderne a capacității structurale a liniilor electrice aeriene din RET în scopul îmbunătățirii capacității de funcționare a SEN în condiții de siguranță și stabilitate.

Verificările constau în analiza cu programe de calcul, aliniate la cele mai moderne concepte de proiectare.

Astfel, programul de calcul permite o modelare 3-D a întregii structuri LEA, incluzând și elementele ce țin

de topografia terenului și oferă întreaga gama de funcții necesare verificării și analizei unei linii electrice aeriene, precum:

- analiza structurală a tuturor elementelor liniei (stâlpi, lanțuri de izolatoare, conductoare);
- simulări privind comportarea liniei electrice aeriene în diferite scenarii (condiții meteo deosebite, suprasolicitari mecanice sau electrice, etc.);
- stabilirea măsurilor preventive necesare pentru creșterea siguranței în exploatare;
- upgrade-ul și adaptarea liniilor electrice aeriene existente la noile condiții (meteo, încărcări);
- calcule de câmp electric și magnetic;
- calcule privind capacitatea de transport a LEA.
- ✓ Înlocuirea în cadrul programului de mentenanță și investiții a echipamentelor uzate cu echipamente performante).
- disponibilitatea datelor din Sistem de teleconținut a energiei electrice pe piața angro și Sistemul de monitorizare a calității energiei electrice: 100%.

9.5. Mentenanță

Activitatea de mentenanță RET se conformează *Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM)* elaborat pe baza Regulamentului de conducere și organizare a activității de mentenanță aprobat prin Ordinul Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) nr. 96/2017, cu modificările și completările ulterioare, (care a abrogat Ordinul nr.35/2002), pentru aprobarea Regulamentului de organizare a activității de mentenanță, Norma tehnică internă Transelectrica - *Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET* - având indicativul NTI-TEL-R-001-2007 și *Programelor anuale de mentenanță RET (PM RET)*.

PAM realizează *reglementarea activității, introducerea concepției moderne de optimizare și desfășurare a activității* și se aplică tuturor componentelor activității de mentenanță (tehnice, economico-financiare, relaționale, organizatorice) efectuate asupra tuturor activelor din cadrul RET. De asemenea PAM înglobează și menține - asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea, actualizarea documentelor privitoare la mentenanță, în funcție de necesități - *toată documentația referitoare la activitatea de mentenanță*.

NTI-TEL-R-001-2007 prevede ca lucrările/ serviciile de mentenanță să se efectueze numai la *momentele oportune, în cantitatea și calitatea necesare*, în așa fel

încât să fie atinse obiectivele strategice enunțate în strategia de mentenanță a RET (suport pentru îndeplinirea Obiectivelor Companiei):

- **OS1:** Asigurarea disponibilității (ridicate) a activelor din RET;
- OS2: Creșterea flexibilității în funcționarea SEN;
- OS3: Optimizarea stabilirii bugetelor de mentenanță în vederea recunoașterii cheltuielilor respective de către reglementator;
- OS4: Stabilirea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanței și consolidarea competențelor tehnice (consolidarea culturii organizaționale în activitatea de mentenanță).

Regulamentul prevede categorii (preventivă, corectivă) și niveluri de mentenanță (minoră, majoră) de mentenanță, principii de fundamentare și planificare, operații generale orientative, periodicități, etc. și stă la baza elaborării programelor anuale (valorice și fizice) de mentenanță RET.

Programele de mentenanță anuale sunt fundamentate pe baza *Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET* și concretizează principiile activității de mentenanță în lucrări și servicii de mentenanță asigurând totodată resursele financiare necesare.

Categoriile, nivelurile și tipurile de mentenanță practicate în Transelectrica; modul de alegere a tipurilor de mentenanță

Categorii de mentenanță

În Transelectrica, asupra instalațiilor electrice se efectuează, după caz, următoarele servicii/lucrări de mentenanță:

- preventivă – profilactică, pentru prevenirea defectelor, respectiv pentru reducerea probabilității de defectare sau de degradare;
- corectivă – după detectarea defectării, incluzând toate acțiunile destinate repunerii unei instalații în starea care-i permite să-și îndeplinească funcția specificată.

Nivelurile și tipurile acțiunilor de mentenanță

Lucrările/serviciile de mentenanță se încadrează conform „Regulamentului de conducere și organizare a activității de mentenanță”, respectiv PAM, pe 4 niveluri (nivelul 1 - 4) care reprezintă gradul de complexitate al conținutului serviciilor/lucrărilor, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru prestatori/executanți etc.

Nivelurile 1 și 2 reprezintă servicii/lucrări încadrate în categoria de *mentenanță minoră* - de regulă supraveghere, control vizual, inspecții și revizii, iar nivelurile 3 și 4, lucrări de *mentenanță majoră* - de regulă reparații.

Mentenanța preventivă

Principiul de bază în efectuarea mentenanței preventive este acela conform căruia orice acțiune de mentenanță preventivă trebuie să aibă ca efect prevenirea unor indisponibilități accidentale.

Tipurile de servicii/lucrări de mentenanță preventivă (planificată) se încadrează pe niveluri astfel:

- nivelul 1 – supraveghere, control periodic, monitorizare, probe funcționale;
- nivelul 2 – lucrări de revizii tehnice – RT;
- nivelul 3 – lucrări de reparații curente – RC;
- nivelul 4 – lucrări de reparații capitale – RK.

Un tip aparte de mentenanță îl constituie *reabilitarea*, definită conform Ordin 96/2017 al ANRE, ca ansamblu de lucrări de *mentenanță complexe* prin care, fără modificarea tehnologiei inițiale, se restabilește starea tehnică și de eficiență a instalațiilor la un nivel apropiat de cel avut la începutul duratei de viață. În cadrul RET sunt avute în vedere acțiuni de reabilitare a stațiilor electrice cu înlocuiri de echipamente și la LEA prin înlocuiri de elemente pentru îmbunătățirea fiabilității.



Mentenanța corectivă

Serviciile/lucrările de mentenanță **corectivă** se încadrează pe două niveluri, în cadrul mentenanței minore (acțiuni de control, inspecții, verificări, măsurători, revizii în urma constatării unor evenimente accidentale – defecțiuni tehnice și incidente) și al mentenanței majore (reparații și înlocuiri de echipamente ca urmare a unor evenimente accidentale de tip incidente cu deteriorări grave de echipamente).

Acțiunile de mentenanță corectivă (serviciile/lucrările accidentale) se execută la toate instalațiile în regim de urgență și în conformitate cu obligațiile executantului/prestatorului de lucrări/servicii de mentenanță asumate prin contract.

În cadrul RET se utilizează o combinație a celor două tipuri de mentenanță prezentate, respectiv:

- **Serviciile/lucrările de nivelul 1 și 2 constituie acțiuni de mentenanță preventivă minoră (MPm)** și, în funcție de categoria, tensiunea și de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale ansamblurilor funcționale și componentelor acestora, se planifică pe bază de timp - prin planificare la intervale predeterminate de timp bazate pe experiența de exploatare, ținând cont și de importanța acestora în cadrul RET, **putând fi ajustată (particularizată) în funcție de stare și de importanța activului;**
- **Lucrările de nivelul 3 și 4 constituie acțiuni de mentenanță preventivă majoră (MPM)** și sunt bazate pe stare, în funcție de condiția tehnică a instalațiilor, determinată prin diferite procedee.

În anumite condiții – de exemplu, atunci când factorii de degradare sunt cunoscuți, există infrastructura tehnică și proceduri de lucru bine definite – operatorii de transport își pot adapta strategia de mentenanță, utilizând o combinație a următoarelor metode pentru a

crește eficiența decizională și a reduce riscurile operaționale:

1. mentenanță bazată pe timp
2. mentenanță predictivă
3. mentenanță bazată pe condiția/starea tehnică
4. mentenanță bazată pe fiabilitate
5. mentenanță bazată pe risc (MBR)

Dintre metodele de mai sus o importanță deosebită o are aplicarea mentenanței bazate pe condiție/stare tehnică (MBC). Aceasta implică evaluarea stării tehnice a componentelor, pe baza unei monitorizări, proces esențial pentru identificarea celor critice în vederea menținerii fiabilității sistemului electroenergetic. Calcularea indicilor de stare tehnică permite anticiparea defectelor și intervenția eficientă, prevenind apariția unor indisponibilități majore. Pe baza acestor indicatori de stare și a analizei riscurilor asociate fiecărui activ – ținând cont de importanța strategică a fiecărui activ în rețea – conducerea CNTEE Transelectrica SA poate fundamenta deciziile privind alocarea resurselor financiare, fie pentru acțiuni de mentenanță, fie pentru înlocuirea activelor.

La realizarea programelor anuale de mentenanță RET se acordă prioritate lucrărilor/serviciilor care conduc la mărirea gradului de siguranță în exploatare a instalațiilor, finalizării lucrărilor/serviciilor contractate și a celor care contribuie la buna funcționare a instalațiilor. De asemenea trebuie avută în vedere și perspectiva implementării programului de telecomandă și supraveghere a instalațiilor electrice, care necesită reabilitarea echipamentelor electrice, ceea ce va conduce în viitor la reducerea cheltuielilor de personal și exploatare.

Pentru anul 2025, au fost efectuate cheltuieli cu mentenanța RET în valoare de 153 mil lei.

Tabel 23: Tipuri de mentenanță a RET (mil lei)

Mentenanță	Buget 2025	Realizări 2025
Tarif de transport		
Preventivă minoră	61,3	60,68
Corectivă minoră (inclusiv echip/materiale)	42,08	38,73
Preventivă majoră	24,45	23,73
Total tarif transport	127,82	123,14
Alocare capacitate interconexiune		
Majoră	16,10	15,85
Minoră (inclusiv echip/materiale)	14,52	14,31
Total alocare capacitate interconexiune	30,62	30,16
Total	158,43	153,30

Programul de mentenanță RET pentru anul 2026 și estimarea perioada 2027-2028

Programul de Mentenanță RET pentru anul 2026 cuprinde managementul activității de exploatare a instalațiilor electrice și al mentenanței activelor corporale imobilizate de natura instalațiilor electrice și clădirilor tehnologice (cu excepția celor IT și Tc, sistemelor de teleconținut și ale sistemelor integrate de securitate) care formează rețeaua electrică de transport (RET), în condițiile minimizării costurilor, utilizării optime și creșterii performanțelor acestora, servicii/ lucrări de mentenanță preventivă, corectivă și bazată pe fiabilitate, servicii/ lucrări de proiectare și servicii/ lucrări în curs de realizare și a fost structurat pe programe și proiecte în funcție de tipul instalațiilor, astfel:

- servicii/lucrări la stații electrice și transformatoare de putere;
- servicii/lucrări la Linii Electrice Aeriene, construcții și alte instalații tehnologice;
- servicii/lucrări specifice mentenanței echipamentelor de măsurare a energiei electrice (realizare sau remediere circuite de alimentare, comunicații, reparații echipamente de măsurare și monitorizare a calității energiei electrice etc).

Principala preocupare în realizarea programelor de mentenanță RET a fost și este asigurarea siguranței în funcționarea SEN prin:

- asigurarea mentenanței preventive și corective: (i) mentenanța minoră în baza contractului de lucrări și servicii strategice; (ii) mentenanța majoră pe proiecte (unitățile de transformare de mare putere, LEA, stații și construcții și alte instalații tehnologice) în baza contractelor încheiate cu entități specializate;
- utilizarea de aplicații informatice/baze de date în activitatea de exploatare și mentenanță;
- optimizarea costurilor, reducerea timpilor de remediere și a duratei de indisponibilității a instalațiilor prin încheierea acordului cadru pentru furnizarea echipamentelor primare de medie și înalta tensiune;
- optimizarea costurilor mentenanței LEA prin efectuarea inspecțiilor multispectrale (în spectrele vizibil, infraroșu și ultraviolet), și realizarea lucrărilor de remediere a neconformităților.

Față de anii anteriori, modalitatea de acoperire a costurilor de mentenanță RET prognozate pentru anii următori începând cu anul 2025, se va face și din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră.

Prin urmare și în anul 2026 cheltuielile de mentenanță se vor detalia, pe lângă componenta aferentă costurilor din tariful de transport, și pe componenta

reprezentată de veniturile obținute prin alocarea de capacități de interconexiune transfrontalieră.

În acest sens, ANRE a emis Decizia nr. 2606/11.12.2025, prin care se aprobă cheltuieli de mentenanță RET din alocarea de capacități de interconexiune transfrontalieră, în valoare de 26.931.477 lei, respectiv 23.138.864 lei pentru proiectele de mentenanță majoră și 3.792.613 lei pentru mentenanță minoră. Pentru anul 2026, lista elementelor de rețea care au o contribuție semnificativă la capacitatea de interconexiune cuprinde un număr de 52 elemente RET din care 48 LEA (cca.20% din numărul total al LEA din care este alcătuită RET).

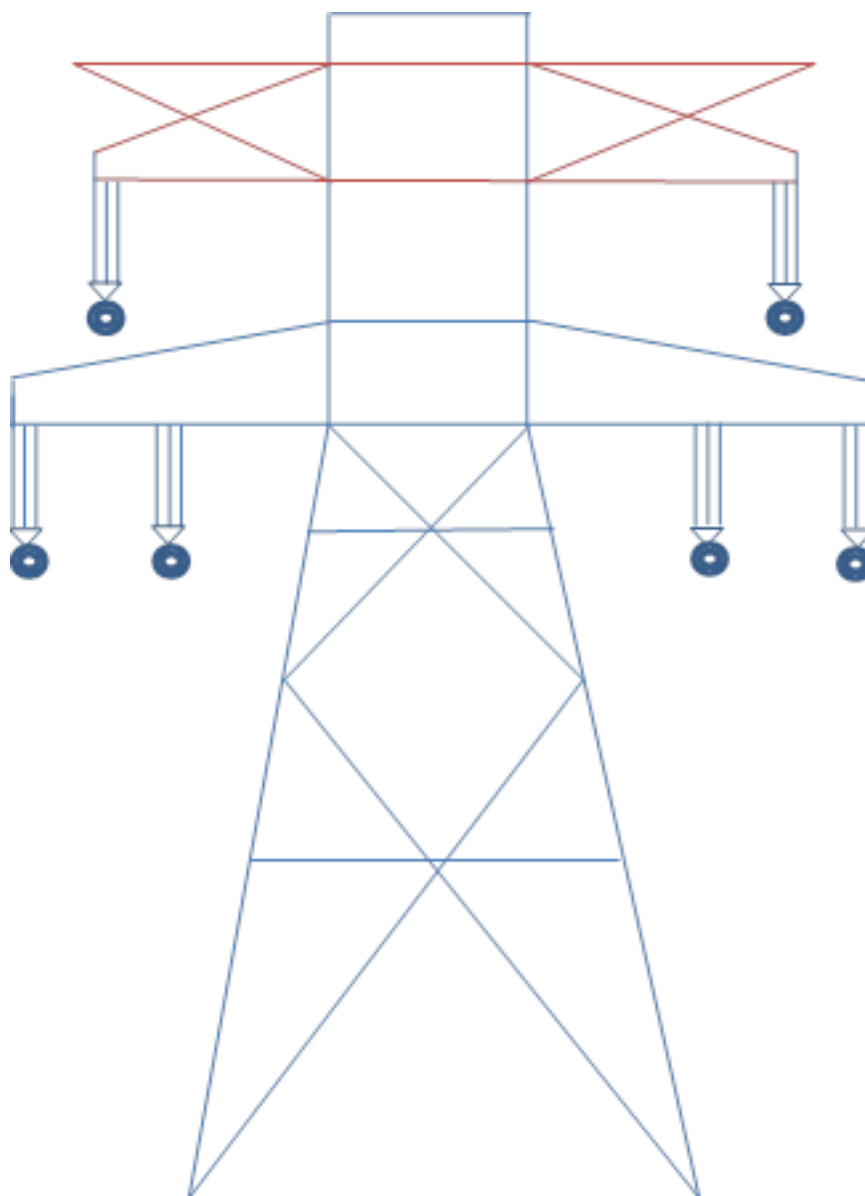
Pentru anii 2027 și 2028, la estimarea valorilor Programelor de mentenanță RET s-a ținut seama, în principal, de:

- continuarea lucrărilor de mentenanță majoră aflate în derulare (în special lucrările de mentenanță majoră a LEA);

- solicitările de lucrări transmise de Sucursalele Teritoriale de Transport, coroborate cu prevederile *Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET*.

În perspectivă se are în vedere eficientizarea activității de mentenanță RET prin:

- accentuarea operațiilor de mentenanță preventivă pentru a se reduce mentenanța corectivă;
- continuarea programului de inspecție multispectrală a LEA;
- utilizarea metodelor non-invazive pentru constatarea stării tehnice a instalațiilor electrice;
- achiziția contractului sectorial pentru furnizarea de echipamente primare de medie și înalta tensiune/întrerupătoare și punerea acestora la dispoziție pentru montare în instalațiile Companiei.



10. Proiecte europene, platforme, afilieri

10.1. Proiecte europene

Compania a fost selectată de Comisia Europeană pentru a face parte din echipele de specialiști ale mai multor proiecte europene, unele dintre ele fiind integral finanțate din fonduri structurale.

Mai jos vă prezentăm pe scurt câteva dintre aceste proiecte:

Proiectele regionale de cuplare piețe de energie electrică și alocare implicită a capacității de transport transfrontaliere

Provocările cu care se confruntă Europa în domeniul energiei includ aspecte cum ar fi creșterea dependenței de importuri, diversificarea limitată, nivelul ridicat și volatilitatea prețurilor la energie, creșterea cererii de energie la nivel global, riscurile de securitate care afectează țările producătoare și pe cele de tranzit, amenințările din ce în ce mai mari provocate de schimbările climatice, progresul lent în ceea ce privește eficiența energetică, provocările care decurg din ponderea tot mai mare a energiei regenerabile, precum și nevoia de o mai mare transparență, de o mai bună integrare și interconectare pe piețele de energie.

Pentru a face față acestor probleme, Europa are nevoie de o strategie clară în domeniul energiei, strategie care să aibă în centrul său un ansamblu de măsuri, menite să asigure implementarea unei piețe energetice integrate și realizarea celor 3 obiective principale:

- securitatea aprovizionării
- competitivitate
- durabilitate

Sunt vizate finalizarea integrării pieței energetice pan-europene, consolidarea coordonării politicilor naționale, eliminarea barierelor de piață și a izolării energetice, scăderea prețului la energie pentru consumatori, modernizarea infrastructurii și atragerea investițiilor în sectorul energetic cu accent pe tehnologiile inovative și capacitățile de producție a energiei verzi.

Realizarea unei piețe pan-europene a energiei pe deplin funcțională este crucială pentru îndeplinirea obiectivelor de menținere a securității aprovizionării cu energie, de creștere a competitivității și de asigurare a faptului că toți consumatorii europeni pot achiziționa energie la prețuri accesibile.

Securitatea aprovizionării cu energie reprezintă un element esențial al siguranței publice și este, prin

urmare, indisolubil legată de funcționarea eficientă a pieței interne a energiei electrice și de integrarea piețelor izolate ale energiei electrice din statele membre ale Uniunii Europene.

Modelul țintă al Pieței interne pan-europene de energie electrică pentru orizontul ziua următoare prevede cuplarea acestor piețe prin preț, pe baza unei soluții unice europene de cuplare (mecanismul PCR - Price Coupling of Regions), cu alocare implicită a capacităților de interconexiune și cu calculul capacităților de interconexiune pe bază de circulații de puteri (metoda Flow-Based - FB).

Pentru a realiza o piață a energiei electrice cu adevărat integrată, trebuie continuată armonizarea normelor actuale privind alocarea capacităților, gestionarea congestiilor și comerțul cu energie electrică.

În acest context, a fost elaborat și aprobat *Regulamentul 1222/2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor*, document care stabilește norme minime armonizate în vederea cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare și a piețelor intrazilnice, la nivel pan-european, permițând utilizarea mai eficientă a rețelei și creșterea concurenței, în beneficiul consumatorilor.

În prezent, la nivel european se desfășoară mai multe inițiative care vizează realizarea cuplării piețelor naționale/regionale, pe segmentele de timp zilnic și intra-zilnic, într-o piață unică europeană de energie electrică și implementarea mecanismelor de alocare implicită a capacității de transport transfrontaliere cu aplicarea metodelor de calcul de capacitate pe bază de fluxuri de puteri sau ATC (available transmission capacity).

În data de 15 noiembrie 2016, la nivel guvernamental, a fost semnat Memorandumul privind Participarea României la proiectele de cuplare a piețelor de energie electrică, pe orizonturile de timp ziua-următoare și intra-zilnic, în curs de dezvoltare la nivel european, în cadrul procesului de implementare a pieței europene de energie.

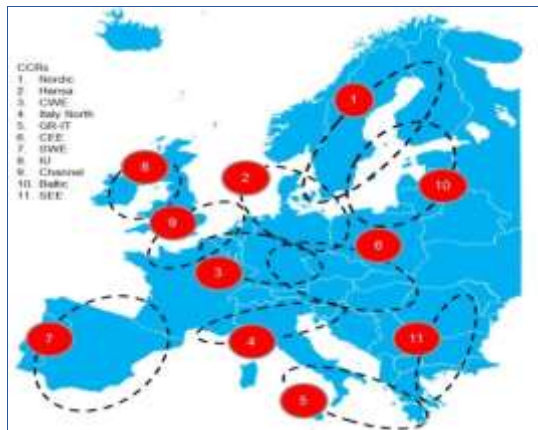
În conformitate cu Articolul 2 din *Regulamentul 1222/2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor* (Definiții), aceste regiuni sunt definite ca „Regiuni de calcul al capacităților (RCC)”, însemnând „zona geografică în care se aplică calculul coordonat al capacităților”. Prin urmare, o RCC trebuie să includă

un set de granițe ale zonei de ofertare pentru care calculul capacităților va fi coordonat de OTS în conformitate cu Regulamentul amintit.

Propunerea privind configurația regiunilor de calcul a capacității de transport transfrontaliere (RCC) pentru toate granițele sistemului european de transport a energiei electrice, reprezintă o abordare pan-europeană dinamică și pragmatică cu perspectivă pe termen scurt și mediu, care susține coordonarea peste granițele zonelor de licitație unde s-a constatat cea mai mare interdependență.

RCC propuse, de către Operatorii de Transport și de Sistem europeni din cadrul ENTSO-E, și aprobate de către toți reglementatorii din domeniu, la nivelul ACER, servesc la asigurarea unei utilizări optime a infrastructurii de transport europene. În cadrul RCC definite, interdependențele dintre capacitățile trans-zonale pot fi modelate cu maximă precizie și eficiență iar pe piață poate fi oferit nivelul optim al acestei capacități trans-zonale. RCC servesc obiectivul optimizării calculului și alocării capacității trans-zonale conform art. 3(d) din *Regulamentul 1222/2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor*, deoarece RCC instituie coordonarea în interiorul RCC și între RCC-uri.

Figura 26: Configurația celor 11 RCC propuse de ENTSO-E



Prin Decizia ACER nr.6/2016 a fost aprobată propunerea tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem pentru definirea regiunilor de calcul al capacităților. Transelectrica este membră a regiunii de calcul al capacităților CORE prin granița RO-HU și respectiv a regiunii de calcul al capacităților din Sud Estul Europei (SEE) prin granița RO-BG.

În cadrul procesului de stabilire a metodologiilor de calcul de capacitate și a dezvoltărilor ulterioare în cadrul proiectului de cuplare piețe și alocare implicită de capacitate, Compania este membră în structurile de conducere și de lucru ale proiectelor asociate.

În data de 16 august 2016 Transelectrica împreună cu cei 15 Operatori ai statelor membre ale regiunii CORE au semnat un acord de cooperare (CEWE CoA), prin care își exprimă angajamentul de a coopera în vederea dezvoltării unei metodologii comune de calcul a capacității de interconexiune și o viitoare bază a implementării cerințelor tuturor codurilor de rețea în această cea mai importantă regiune definită în Europa.

Transelectrica a semnat Accession Agreement, în data de 31 august 2016, prin care România a devenit parte a proiectului de cuplare piețe din regiunea central-est europeană NWE-CEE FB MC.

În cadrul RCC SEE soluția în ceea ce privește guvernanta regională a fost identificată în comun cu OTS din regiune (Romania, Bulgaria, Grecia). În luna iulie 2019 cei trei OTS din regiune au semnat un memorandum de înțelegere pentru stabilirea modului de organizare la nivelul regiunii în vederea îndeplinirii cerințelor regulamentelor europene.

Setul de reglementări din noul pachet legislativ în domeniul energiei, este, poate, cel mai complex de până acum și conține trei Comunicări privind Energia curată pentru toți Europeii, Accelerarea Inovării în Domeniul Energiilor Curate, o Strategie Europeană în Domeniul Sistemelor de Transport Inteligente. Suplimentar, pachetul include două propuneri de revizuire a Regulamentelor privind Piața Internă a Energiei Electrice și Funcționarea Agenției Europene a Reglementatorilor în Domeniul Energiei ACER, patru propuneri de revizuire a Directivelor privind Energiile Regenerabile, Eficiența Energetică, Regulile Comune privind funcționarea Pieței Interne de Energie Electrică și Performanța Energetică a Clădirilor.

În prezent, la nivel european se desfășoară mai multe inițiative care vizează implementarea celor opt Coduri europene de rețea, adoptate de Comisia Europeană și Parlamentul European în cadrul unui proces de comitologie, documente cu caracter de Regulament european (legislație direct aplicabilă la nivelul țărilor din Uniunea Europeană), care reglementează aspecte ale funcționării sistemelor electroenergetice interconectate sincron, la nivel pan-european, și ale armonizării și integrării piețelor naționale de energie electrică în piața unică europeană de energie.

Una dintre principalele obligații rezultate din conținutul Regulamentului Uniunii Europene nr. 1222/2015 (CACM), conform capitolului 5 – „*Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare*”, respectiv capitolului 6 – „*Cuplarea unică a piețelor intrazilnice*” este acela de unificare a piețelor de energie pe termen scurt (zilnice și intrazilnice), obligații ce trebuie îndeplinite de către OPEED – „*Operatorii de Energie Electrică Desemnați*”

și OTS – „Operatorii de Transport și Sistem” din Europa.

La momentul de față, în ceea ce privește cuplarea piețelor de energie electrică din România (zilnică și intrazilnică), există următoarele proiecte în derulare:

- Proiectul XBID de cuplare a piețelor intrazilnice de energie electrică din Uniunea Europeană. Proiectul prevede cuplarea pieței intrazilnice de energie electrică din România. Cuplarea s-a realizat pe granițele România - Ungaria și România – Bulgaria în data de 19 noiembrie 2019.
- În data de 27 octombrie 2021 a fost realizată și integrarea graniței Bulgaria-România în cuplarea unica a piețelor pentru ziua următoare (SDAC - Single Day-Ahead Coupling).
- În data de 8 iunie 2022 a avut loc punerea în funcțiune a Proiectului Core Flow-Based Market Coupling (Core FB MC) de cuplare a piețelor zilnice de energie electrică din RCC Core, fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul al capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).
- În data de 18 martie 2025 a avut loc lansarea proiectului IDA (Intraday Auctions) pentru granițele de ofertare ale României (România-Bulgaria și România-Ungaria).
În conformitate cu articolul 55 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor este necesară stabilirea prețurilor capacității intrazilnice. Astfel, pe baza Deciziei ACER nr.01/2019 privind Metodologia de stabilire a prețurilor capacității interzonale intrazilnice, a fost introdus un mecanism de licitație pentru a îndeplini acest obiectiv. Aceasta este așa-numita licitație intrazilnică – “IDA” care înseamnă licitația implicită de tranzacționare intrazilnică pentru corelarea simultană a ordinelor din diferite zone de ofertare și alocarea capacității transzonale intrazilnice disponibile la granițele zonei de ofertare prin aplicarea unui mecanism de cuplare a pieței.

În luna August 2025 a fost integrat cu succes și al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

În paralel, în domeniul energiei electrice, la nivelul Operatorilor de Transport și Sistem se desfășoară o

serie de proiecte care investighează o serie de aspecte specifice din domeniul cercetării, dezvoltării, inovației sau al provocărilor legate de implementarea noului pachet legislativ: Clean Energy Package.

Programul Horizon 2020, este unul dintre cele mai importante programe de cercetare și inovație finanțate de către Comisia Europeană, cu un buget de aproximativ 80 miliarde Euro, fonduri ce au fost distribuite pe o perioadă de 7 ani (2014-2020).



În cadrul acestui program, în cadrul pilonului LCE – 04- 2017 “*Demonstration of system integration with smart transmission grid and storage technologies with increasing share of renewable*” sunt alocate fonduri pentru susținerea activității de transport energie electrică, respectiv:

- proiectele se adresează Operatorilor de Transport și de Sistem din cadrul ENTSO-E;
- proiectele trebuie să demonstreze o combinație din cel puțin două aspecte din următoarele:
 - ✓ tehnologii de transport energie electrică și managementul surselor de producție la o scală mare, în contextul creșterii ponderii surselor de energie regenerabilă;
 - ✓ capacitate de stocare la scală mare pentru rețelele de transport incluzând diferite tehnologii de stocare care să fie administrate centralizat;
 - ✓ tehnologii de comunicații, instrumente de control în timp real, pentru a crește flexibilitatea în operarea rețelor de transport, pentru integrarea facilităților de stocare, mecanisme de cerere - răspuns și interfețe cu operatorii de rețelele de distribuție energie electrică;
- noi perspective privind piețele angro de energie electrică, facilitând participarea surselor de energie regenerabilă, participare activă ca agregatori de date în vederea reducerii costurilor cu operarea rețelor;

- propunerile de proiecte vor include analize ale cadrului de reglementare existent, coduri și standarde aplicabile, analiza modelelor de afacere și a arhitecturii pan-Europene de piață de energie;
- proiectele vor susține programul Horizon 2020 în contextul smart grid și al promovării stocării.

În ceea ce privește piața de energie electrică, principalele obiective rezultate din conținutul regulamentelor europene sunt următoarele:

- ✓ Realizarea unui model comun de rețea, la nivelul UE, necesar calcului de capacitate coordonat la nivel regional, pentru toate orizonturile de timp (termen lung, zilnic și intrazilnic);
- ✓ Implementarea conceptului FB – “Flow-Based” de calcul al capacităților, care are drept scop creșterea capacităților de interconexiune cu cel puțin 10% față de metoda bazată pe NTC, pe de o parte, respectiv creșterea bunăstării sociale (“welfare-ului”), pe de altă parte, prin alinierea prețului de energie electrică, la nivel European, ca urmare a cuplării piețelor locale de energie electrică;
- ✓ Înființarea și cuplarea piețelor zilnice și intrazilnice de energie electrică la nivel regional și inter-regional;
- ✓ Asigurarea fermității (firmness) capacităților notificate (graficelor de schimb), prin mecanisme de redispecerizare și vânzare în contrapartidă;
- ✓ Armonizarea regulilor de alocare a capacităților pe termen lung (anuale și lunare) prin înființarea și operarea unei platforme unice (SAP – Single Allocation Platform) de alocare la nivelul UE;
- ✓ Realizarea unui mecanism de raportare, transparent și nediscriminatoriu, în ceea ce privește alocarea capacităților de interconexiune dintre statele membre UE;
- ✓ Trecerea la un interval de decontare de 15 minute în ceea ce privește piețele de energie electrică;

Având în vedere obligațiile ce rezultă din cele trei Regulamente UE, au fost inițiate, de către OTS din cadrul UE, activități care decurg din punerea în aplicare a conținutului acestora. Activitățile respective se realizează atât la nivelul regiunilor de calcul al capacităților (RCC) cât și la nivel inter-regional.

Conform deciziei ACER din 16 Decembrie 2025 de amendare a Regiunilor de Calcul al Capacităților (RCC) Transelectrica, face parte din RCC CORE (prin alăturarea regiunilor CWE-CEE) RCC SEE, RCC CE (fuziunea Core cu Italia de Nord) și TCC EE și, este implicată direct în următoarele proiecte/activități:

- Activități ce au drept scop realizarea documentelor ce rezultă din punerea în aplicare a Regulamentelor UE și din Comunitatea Energetică (întocmirea de metodologii, proceduri, reguli, etc.)
- Activități aferente propuneri în aplicarea articolului 14 din Regulamentul UE 943/2019 privind revizuirea zonelor de ofertare din Europa Centrală.
- Activități aferente proiectului de cuplare a piețelor zilnice de energie din regiunea Core pe fluxuri de putere;
- Activități realizate ca urmare a inițierii proiectului de cuplare a piețelor zilnice de energie la nivel inter-regional (MRC – MultiRegional Coupling);
- Activități aferente proiectului de cuplare a piețelor intrazilnice la nivelul UE, numit generic SIDC (Single Intraday Coupling);
- Activități realizate ca urmare a cuplării piețelor zilnice de energie din România și Bulgaria;
- Activități realizate ca urmare a trecerii la intervalul de decontare de 15 minute în ceea ce privește piețele de energie electrică.

Interconectarea sincronă a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental

Transelectrica este Operatorul de Transport și de Sistem care a sprijinit în mod substanțial, în cadrul ENTSO-E, interconectarea sincronă a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental.

Calendarul de implementare a proiectului de interconectare a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu rețeaua Europa Continentală, propus inițial de către Ukrenergo, a avut o durată de 6 ani (începând din 2017) cu posibilitate de prelungire de încă 2 ani la solicitarea Î.S. Moldelectrica și Ukrenergo.

Acțiuni agreate prin acordurile semnate:

- realizare studii suplimentare pentru definirea în detaliu a tuturor măsurilor tehnice necesare în vederea interconectării; aceste studii s-au finalizat în decembrie 2021;
- implementare măsuri tehnice și de reglementare rezultate din studiile suplimentare în Republica Moldova și Ucraina. (termen inițial de finalizare – 2021);
- derularea testelor de interconectare conform procedurilor ENTSO-E (termen de finalizare estimat – 2023, în funcție de realizarea studiilor suplimentare și de implementarea măsurilor necesare).

Au fost prevăzute teste de funcționare izolată în anul 2022. În luna februarie 2022 s-au realizat teste de funcționare izolată și au fost reușite integral.

În anul 2023 erau prevăzute teste de funcționare interconectată, dacă testele de funcționare izolată aveau rezultate bune și dacă se implementau toate măsurile necesare.

Având în vedere conflictul apărut între Ucraina și Rusia, în data de 28.02.2022, Ucraina și Republica Moldova au transmis o solicitare de interconectare sincronă în regim de urgență a sistemelor energetice ale celor două țări cu rețeaua energetică europeană.

S-a lucrat intens la nivelul ENTSO-E pentru elaborarea procedurilor necesare funcționării interconectate, și, pe fondul războiului din Ucraina, în data de 16 martie 2022 s-a realizat interconectarea în regim de urgență a sistemelor energetice ale Ucrainei și Republicii Moldova la sistemul energetic european, ENTSO-E – Europa Continentală, proces coordonat la nivelul ENTSO-E Grupa Regională Europa Continentală (RGCE).

În operarea interconectată a celor două sisteme în cadrul interconexiunii Europa Continentală (ENTSO-E), apar limitările generate de siguranța în funcționare la nivel regional și al întregii interconexiuni Europa Continentală.

La 30 iunie 2022, Ucraina și UE au început să comercializeze energie electrică.

Începând cu data de 15 octombrie 2022, Transelectrica organizează licitații zilnice pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița România-Moldova.

Începând cu data de 01 iulie 2024, Transelectrica organizează licitații zilnice pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița România-Moldova.

Începând cu luna octombrie 2024, Transelectrica organizează licitații lunare pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița România-Moldova.

În data de 2 noiembrie 2023 au fost implementate Regulile de Alocare Zilnică pe granița România-Ucraina. Ukrenergo – OTS din Ucraina organizează licitațiile de alocare de capacitate zilnică pe platforma EAP.

Pe parcursul anului 2025 Transelectrica a participat în proiectul de implementare a licitațiilor lunare de alocare a capacităților prin platforma unică de alocare Joint Allocation Office (JAO) pentru granița România-Ucraina. În luna decembrie 2025 s-a desfășurat prima licitație lunară organizată de JAO.

Activitatea consorțiului care a pregătit procesul de interconectare s-a încheiat. De asemenea, s-a încheiat activitatea grupei de proiect inițiale și s-a format o nouă grupă de proiect în cadrul Grupului

Regional Europa Continentală din cadrul ENTSO-E, care coordonează toate activitățile aferente acestui subiect. Astfel, la nivelul ENTSO-E se derulează activități prin intermediul unor grupe de lucru dedicate, privind:

- stabilirea capacității de transfer în interconexiune, la nivelul profilului acesteia (respectiv, interconexiunile dintre Ucraina – Moldova, Ucraina – Ungaria, Ucraina – Slovacia, Ucraina – România și Republica Moldova – România);
- identificarea și procedurarea măsurilor de urgență în caz de avarii extinse sau imposibilitatea păstrării funcționării interconectate;
- elaborarea unui document legal (Multilateral Agreement) privind toate aspectele menționate anterior și cele de natură operațională, care să fie agreat la nivel ENTSO-E, de către toți OTS din zona sincronă Europa Continentală.



Activități/procese noi implementate în Piața de Echilibrare în anul 2025

Pe parcursul anului 2025 Transelectrica a continuat implemenarea cu succes a mai multor obiective privind dezvoltarea infrastructurii informatice pentru Piața de Echilibrare după cum urmează:

- ✓ din luna ianuarie 2025 s-au introdus în sistemul informatic al Pieței de Echilibrare licitații de tip explicit pentru alocarea de capacitate transfrontalieră zilnică pe granița cu Serbia. Până la data de 31 decembrie 2024 au fost organizate de către OTS EMS Serbia, iar din data de 1 ianuarie 2025 sunt organizate de către CNTEE Transelectrica SA;
- ✓ din luna februarie 2025 fluxurile de date tip SAX din sistemul informatic al Pieței de Echilibrare se trimit prin interfață de tip PCN la ENTSO-E Verification Platform, pe fondul migrării serverelor web de la OTS AMPRION. Decizia de migrare a fost luată la nivelul comitetelor directoare de la ENTSO-E. Activitatea a presupus teste cu noua interfață și note de comandă pentru dezvoltare căi de comunicație la Teletrans;
- ✓ din data de 18 martie 2025 au fost introduse licitațiile implicite de tip IDAx în piața cuplată SDIC, cu participarea operatorului comercial OPCOM, pe

baza capacității disponibile rămase din licitațiile implicite intraday continuu;

- ✓ în data de 06 august 2025 a intrat cel de-al doilea operator comercial Bursa Română de Mărfuri. Modificările generate de această extindere de piață cuplată s-au realizat în sistemul informatic al Pieței de Echilibrare, inclusiv rapoartele transmise la JAO;
- ✓ din data de 01 octombrie 2025 s-a realizat trecerea de la tranzacționarea cu granularitate de 60 de minute la granularitate de 15 minute în cadrul Cuplării Unice a Piețelor pentru Ziua Următoare (SDAC – Single Day Ahead Coupling). Proiectul s-a derulat pe o durată de 5 ani, implicând toate regiunile, operatorii comerciali de piețe de energie și operatorii de transport și sistem din ENTSO- E;
- ✓ în data de 08 octombrie 2025 au fost migrate informațiile de publicare din sistemul informatic al Pieței de Echilibrare prin interfață ECP către platforma de transparență EMFIP ENTSO-E. Această activitate organizată la nivelul ENTSO - E este dedicată funcționarii transparente pentru ca participanții din piețele de energie electrică să dețină informații similare.

Proiecte de finanțare din Programul de Cercetare – Inovare al Uniunii Europene Horizon

Proiectele, la care Compania participă ca partener în cadrul consorțiilor trans-naționale, și-au continuat

derularea în perioada ianuarie-decembrie 2025 prezentând următoarele caracteristici:

Tabel 24: Proiectul de cercetare-inovare finanțate din programul „Horizon Europe”

Nr. crt.	Denumire Proiect	Data start	Durata (luni)	Valoare eligibilă estimată (euro)	Valoare maximă de rambursat (euro)	Procent de rambursare %	Acord de finanțare
1	TwinEU	ian.24	36	125.000	87.500	70	101136119 — TwinEU — HORIZON-CL5-2023-D3-01

Proiectul TwinEU

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

Compania face parte din consorțiul format pentru dezvoltarea acestui proiect – care reunește 71 de parteneri din Europa, printre care se numără operatori de transport și sistem, companii de tehnologie, universități și institute de cercetare, asociații europene, dezvoltatori de soluții.

Obiectivul proiectului vizează creșterea nivelului de eficiență și de penetrare a tehnologiilor Smart în cadrul rețelelor electrice conducând către o rețea cu

adevărat inteligentă. Rezultatele proiectului sunt așteptate să contribuie la dezvoltarea unor noi arhitecturi de rețele inteligente, precum și la integrarea acestora în cadrul infrastructurii digitale europene.

Beneficiile estimate pentru Companie privind participarea în cadrul Consorțiului format pentru dezvoltarea proiectului TwinEU constau în instruirea și familiarizarea personalului cu soluțiile tehnice de dezvoltare a rețelei de transport folosind tehnologiile Smart și cu beneficiile pe care acestea le pot aduce sistemului, având în vedere necesitatea găsirii unor soluții pentru integrarea energiei din surse regenerabile la cotele stabilite în Planul Național Integrat Energie și Schimbări Climatice (PNIESC)

pentru anul 2030 și a îndeplinirii obligațiilor impuse de ANRE.

Compania a încasat prefinanțarea în sumă de 65.625 euro, reprezentând 75% din valoarea bugetului estimat la rambursare, iar activitatea în cadrul proiectului pentru anul 2025 a continuat conform graficului, reprezentanții Companiei contribuind activ la acțiunile aflate în derulare.

Proiectul de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernization of Energy Network)

CARMEN se numără printre cele 5 proiecte din aria tematică "Implementarea rețelelor inteligente", având indicativul 12.2 - CARMEN (BG, RO), pentru a consolida cooperarea transfrontalieră OTS-OTS, pentru a investi în extinderea rețelei și a crește capacitatea de integrare a noilor surse regenerabile și pentru a îmbunătăți stabilitatea, securitatea și flexibilitatea rețelei.

C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A., Delgaz Grid S.A. și Elektroenergien Sistem Operator EAD, Operatorul de Transport și de Sistem din Bulgaria și Electrodistribution Grid West – Operator de Distribuție din Bulgaria, în calitate de Parteneri activi în cadrul Proiectului, vor face demersuri pentru obținerea finanțării din fonduri nerambursabile prin depunerea unei aplicații unice în cadrul apelului / apelului de propuneri lansat în anul 2024 prin Mecanismul pentru Interconectarea Europei (CEF).

În cadrul Proiectului CARMEN, C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A., în cazul în care aplicația ce va fi depusă în cadrul apelului/apelurilor de propuneri de proiecte prin CEF va fi aprobată, va putea beneficia de fonduri nerambursabile pentru următoarele Obiective de investiții:

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

Principalele obiective ale proiectului vizează modernizarea și digitalizarea rețelei de transport și distribuție a energiei electrice, participând la îmbunătățirea:

- stabilității și capacității rețelei de a integra energia produsă din surse regenerabile prin modernizarea echipamentelor în funcțiune;
- reglajului de tensiune coordonat la nivelul rețelelor de transport și distribuție;
- calității și cost-eficienței serviciilor oferite clienților;
- securității și flexibilității rețelei, prin introducerea tehnologiei Demand Side Management;
- gestionării rețelelor prin schimb de date și implementarea funcționalităților Smart Grid;
- interconexiunii cu infrastructura de transport, prin creșterea securității, flexibilității și calității rețelei de distribuție în regiune;
- monitorizarea stării sistemului interconectat în timp real, prin fluxurile de putere activă și reactivă atât pe liniile de interconexiune, cât și pe linii interne.

Beneficiile anticipate de implementarea Proiectului pot fi evidențiate în trei categorii majore:

➤ Beneficii economice și societale:

- Reducerea costurilor de operare și mentenanță;
- Reducerea pierderilor de energie electrică;
- Creșterea eficienței serviciilor prin implementarea tehnologiilor smart grid;
- Creșterea gradului de interconectivitate concretizată în siguranță, disponibilitate și flexibilitate la nivelul infrastructurii naționale și europene de transport și distribuție;
- Creșterea nivelului de observabilitate a rețelei transfrontaliere și a capacității operaționale la nivelul conducerii prin dispecer.

➤ Beneficii pentru clienți / prosumatori:

- Îmbunătățirea indicatorilor de calitate a rețelei de energie electrică;
- Creșterea capacității de preluare a energiei din surse regenerabile, inclusiv energia de la prosumatori;

➤ Beneficii de mediu:

- Reducerea emisiilor prin modernizarea și digitalizarea infrastructurii de transport al energiei electrice;
- Asigurarea capacității de preluare a energiei din surse regenerabile;
- Implementarea tehnologiilor non-poluante, de ultimă generație, din categoria Best Available Technologies;
- Creșterea sustenabilității rețelei pe termen lung prin înlocuirea echipamentelor primare uzate tehnic.

Durata estimată a proiectului este de 36 luni.

Proiectul CARMEN este inclus pe prima listă a Uniunii Europene de proiecte de interes comun (PCI) și proiecte de interes mutual (PMI) în temeiul Regulamentului (UE) nr. 2022/869 TEN-E revizuit, care a fost adoptat de Comisia Europeană la 28 noiembrie 2023.

În decursul anului 2025, Compania a reluat procesul de obținere a finanțării prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF), alături de partenerii implicați în proiect, Delgaz Grid S.A. și Elektroenergien Systemen Operator EAD.

Astfel, pentru Proiectul CARMEN (Carpathian Modernized Energy Network), în perioada ianuarie-septembrie 2025, s-a desfășurat procesul de elaborare a aplicației de finanțare prin Mecanismul de Interconectare a Europei (CEF), iar în data de 12 septembrie 2025 aceasta a fost depusă.



C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A a solicitat la finanțare suma de **71.737.484 euro**, pentru următoarele Obiective de investiții:

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

„Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET”.

10.2. Platforme

Platforma FSKAR

Ca urmare a aplicării Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice

și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică au fost elaborate și aprobate de către Operatorii de Transport și Sistem la nivelul ENTSO – E reguli comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie.

Noul set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, astfel încât implicit vor fi stopate compensările bilaterale în natură, pe care Transelectrica SA le înregistra distinct în Bugetul de Venituri și Cheltuieli cu Partea Responsabilă cu Echilibrarea Schimburi Neplanificate ca urmare a tranzacționării energiei la Piața pentru Ziua Următoare.

Metodologia de calcul FSKAR, denumită Accounting and Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping period s-a implementat de la 1 lunie 2021. Centrele de Decontare de la Amprion și Swissgrid transmit rezultatele către fiecare Operator de Transport și Sistem sub forma unor fișiere zilnice conținând schimburile intenționate și schimburile neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare. Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO–E, fiind în euro/MWh. Excepție de la mecanismul de calcul care se aplică temporar, este dat de către sumele aferente decontării schimburilor neintenționate la nivelul ENTSO–E cu OTS din Ucraina (sume totale lunare care nu pot fi defalcate la nivel de interval de decontare pe piața de echilibrare).

În data de 10.06.2020 au fost aprobate prin Deciziile ANRE documentele:

- ✓ „Propunerea tuturor OTS din Europa continentală privind reguli comune de decontare pentru schimburi planificate de energie rezultate din procesul de menținere a frecvenței și din perioada de încărcare conform cu articolul 50 (3) din Regulamentul (UE) 2017/2195 al comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea energiei electrice” prin Decizia nr. 947;
- ✓ „Propunerea tuturor OTS din Europa continentală pentru reguli comune de decontare pentru toate schimburile neplanificate de energie în conformitate cu articolul 51(1) din Regulamentul (UE) 2017/2195 de stabilire a unei linii directoare

privind echilibrarea energiei electrice” prin Decizia nr. 948.

În conformitate cu Deciziile de aprobare, la nivelul membrilor ENTSO-E, operatorii de transport și sistem au dezvoltat la Centrul de Calcul Coordonat – Amprion o platformă de stabilire a dezechilibrelor Operatorilor de Transport și Sistem denumită platforma FSKAR.

JAO a fost desemnat operator pentru serviciul de facturare lunară a energiei rezultate din schimburile intenționate și din schimburile neintenționate. Facturarea se realizează în euro, în ore CET.

JAO a fost desemnat unic operator pentru serviciul de facturare lunară a energiei la platformele europene de echilibrare MARI și PICASSO.

Platforma CMM

În cursul anului 2020 a fost aprobat de către ENTSO-E Market Committee, dezvoltarea unei platforme informatice, denumită CMM care să calculeze și să armonizeze capacitățile disponibile pe liniile de interconexiune între țările membre în proiectele PICASSO, IGCC, TERRE și MARI.

Totodată, prin Decizia ACER nr. 02/2020 pentru Cadrul de implementare a platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare pentru restabilirea frecvenței prin activare automată și prin Decizia ACER nr. 03/2020 pentru Cadrul de implementare a platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare pentru restabilirea frecvenței prin activare manuală, a fost aprobat ca Operatorii de Transport de Sistem să implementeze o funcție de management a capacității transfrontaliere, care să calculeze în mod coordonat disponibilitatea acestei capacități și transmiterea valorilor către platformele pe care se tranzacționează produsele standard de echilibrare.

Dezvoltarea și operarea CMM se vor realiza cu respectarea principiilor și dispozițiilor stabilite în Contractul Principal pentru platformele europene de echilibrare din 01.07.2020 (denumit în continuare „Acordul principal”); Pe data de 01.03.2021 a intrat în vigoare Contractul privind furnizorul de servicii comune pentru platforma CMM.

În prezent platforma CMM a fost dezvoltată la operatorul de transport și sistem din Republica Cehă, ČEPS și pusă în funcțiune de vedere tehnic în octombrie 2023. Platforma gestionează capacitatea transfrontalieră de schimb de energie a operatorilor de sisteme de transport din Europa. Principala țintă a platformei este de interfațare cu platformele europene de schimb de energie de echilibrare TERRE, MARI, PICASSO și IGCC.

Proiect IGCC - International Grid Control Cooperation

Începând cu data de 01.01.2021, a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC) sau Platforma IN (Imbalance Netting) pentru procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții a IV-a din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare.

Precizăm faptul că, International Grid Control Cooperation (IGCC) reprezintă proiectul care a fost ales în anul 2016 de către ENTSO-E, pentru a deveni viitoarea platformă europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, așa cum este definit în Regulamentul (UE) nr. 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22). Inițiativa IGCC a fost demarată în anul 2010 de către operatorii din Germania și s-a extins ulterior la nivelul sistemelor central europene, reprezentând o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb, prin reducerea acțiunilor de sens contrar ale reguletoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată” a RRF, la nivel de ansamblu.

Platforma MARI – Platforma europeană pentru schimburi de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare manuală (proiect european MARI)

În conformitate cu articolul 20 din *Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică*, toți OTS dezvoltă și operează o platformă europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare manuală („Platforma MARI”).

De la data de 01 ianuarie 2018, Transelectrica a devenit membru cu drepturi depline în proiectul european MARI (Manually Activated Reserves Initiative), proiect care se ocupă cu implementarea și exploatarea platformei comune folosită pentru serviciul restaurare a frecvenței prin activare manuală (RRFM).

În prezent platforma MARI se află în funcțiune operațională din luna octombrie 2022, cu participarea parțială a unor OTS din Europa Continentală.

Platforma PICASSO – Platforma europeană pentru schimburi de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare automată

În conformitate cu articolul 21 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (EB GL), toate OTS trebuie să dezvolte și să opereze o platformă europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare automată („Platforma PICASSO”).

De la data de 01 octombrie 2018, Transelectrica a devenit membru cu drepturi depline în proiectul european PICASSO (Automatic Activated Reserves Initiative), proiect care se ocupă cu implementarea și exploatarea platformei comune folosită pentru serviciul de restaurare a frecvenței prin activare automată (a FRR).

Platforma numără în prezent un total de 30 de operatori de transport și de sistem, dintre care 26 au statut de membru – ADMIE Grecia, APG Austria, Elia Belgia, ESO – EAD Bulgaria, Swissgrid Elveția, CEPS Republica Cehă, 50Hz Germania, Amprion Germania, TenneT DE Germania, TransnetBW Germania, Energinet Danemarca, RTE Franța, HOPS Croația, MAVIR Ungaria, Terna Italia, CREOS Luxemburg, TenneT NL Țările de Jos, Transelectrica România, PSE Polonia, REN Portugalia, ELES Slovenia, REE Spania, SEPS Slovacia, Fingrid Finlanda, Svenska Kraftnät Suedia, Statnett Norvegia, respectiv 4 membri cu statut de observator – AS Augstsprieguma tīkls – Letonia, Litgrid AB – Lituania, Elering AS – Estonia și MEPSO Macedonia de Nord.

În prezent platforma PICASSO se află în funcțiune operațională din luna iunie 2022, cu participarea parțială a unor OTS din Europa Continentală.

10.3. Afiliari

Având în vedere rolul important al C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. în conducerea SEN și a pieței de electricitate, activități cu o puternică dimensiune națională și internațională, Compania este membră în organizații și organisme naționale și internaționale de profil și are în vedere să participe în continuare la activitatea acestora. În calitate de membru, reprezentanții companiei fac parte din comitetele și grupele de lucru ale acestor organizații, participă la luarea deciziilor, la elaborarea de studii și expertize științifice. De asemenea, Transelectrica este implicată în dezvoltarea unor proiecte cu impact regional și pan-european.

Transelectrica este membră în Asociația Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie - ENTSO-E, Consiliul Internațional al Marilor Rețele Electrice de Înaltă Tensiune – CIGRE, Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune – LWA și Asociația internațională pentru securitate socială/ocupatională – ISSA.

ENTSO-E - Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică

ENTSO-E este structura de cooperare între Operatorii de Transport și Sistem (OTS) din Europa, atât la nivel pan-european cât și la nivel regional, având un rol esențial în promovarea pieței interne europene a energiei electrice și a comerțului transfrontalier, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatare coordonate și a unei evoluții tehnice coordonate a rețelei europene de transport de energie electrică.

Participarea OTS-urilor din Europa în cadrul ENTSO-E este reglementată prin legislația europeană în vigoare (Regulamentul UE nr. 943/2019).

Asociația promovează aspecte importante ale politicii în domeniul energiei, devenind vocea comună a tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem din Europa față de Comisia Europeană, reglementatori (ACER) și alți stakeholderi, prin care aceștia își exprimă pozițiile coerente și coordonate față de problematica energetică la nivel regional și pan-european, punctele de vedere ale Asociației față de documentele comunitare fiind apreciate de către Comisia Europeană ca și contribuții importante la elaborarea viitoarelor pachete legislative în domeniul energiei.

In December 2023, Ukrenargo, the Ukrainian TSO, became Member of ENTSO-E.



La nivelul Operatorilor de Transport și de Sistem din domeniul energiei electrice, ENTSO-E – European Network for Transmission System Operators, contribuie la dezvoltarea cooperării și coordonării între Operatorii de Transport și de Sistem în vederea asigurării unei funcționări sigure și în parametri de calitate a sistemelor electroenergetice interconectate, a gestionării unui acces eficient și transparent la rețelele de transport transfrontaliere, a integrării piețelor de energie electrică la nivel regional și ulterior european (IEM – piața unică europeană de

electricitate) și pentru a asigura o planificare coordonată și eficient orientată spre viitor a sistemului de transport al energiei electrice în cadrul Comunității.

Transelectrica este membru activ în toate structurile ENTSO-E (Adunarea Generală, Comitete, Grupuri Regionale și Grupe de Lucru), specialiștii noștri având o participare activă și constantă la activitatea organizației, promovând interesele Companiei, atât în plan regional cât și european. Reuniunile la nivel de Comitete, Grupe Regionale, echipe de lucru ad-hoc și workshopuri organizate în cadrul ENTSO-E, servesc drept forum de dezbateră și vin în sprijinul pregătirii unor soluții realiste în procesul de reglementare și de implementare a proiectelor din sectorul energetic. Mai mult, acestea asigură susținerea intereselor României în negocierile pe care Asociația le poartă cu entitățile competente la nivel european, și anume Comisia Europeană și ACER – și reprezintă și o oportunitate de a intra în contact cu actori cheie de pe scena europeană în sectorul energetic, de a prezenta poziția Transelectrica privind unele subiecte de interes și de a influența cursul deciziilor și evoluția unor acțiuni.

CIGRE – Consiliul internațional al marilor rețele electrice de înaltă tensiune

CIGRE Consiliul Internațional al Marilor Rețele Electrice de Înaltă Tensiune (Conseil International des Grands Reseaux Electriques) - este un organism tehnico-științific internațional ce are ca obiectiv de bază dezvoltarea cunoștințelor în domeniul rețelelor de înaltă tensiune și schimbul de informații între țările membre privind: producerea și transportul energiei electrice la înaltă tensiune, construcția și exploatarea stațiilor de conexiune și transformare și echipamentele componente ale acestora; construcția, izolația și exploatarea liniilor de înaltă tensiune; interconectarea sistemelor și exploatarea și protecția sistemelor interconectate.



Transelectrica este membru în cadrul CIGRE, iar specialiștii Companiei au o activitate susținută în cadrul Organizației. Transelectrica are încheiat cu Asociația Comitetul Național Român - CIGRE un protocol de colaborare privind organizarea de conferințe, mese rotunde și prezentări de echipamente și tehnologii noi.

CIGRE este cea mai mare organizație mondială profesională din industria energetică și are peste 17500 de experți din întreaga lume care lucrează activ în programe de lucru structurate, coordonate de comitetele de studiu CIGRE, supravegheate de Consiliul Tehnic. Obiectivele lor principale sunt proiectarea și implementarea sistemului energetic pentru viitor, optimizarea echipamentelor și sistemelor energetice existente, respectarea mediului și facilitarea accesului la informații.

Totodată CIGRE este considerată cea mai importantă organizație profesională din domeniul energiei electrice, activitatea în cadrul organizației desfășurându-se pe 16 domenii de activitate, toate fiind de interes major pentru activitatea Companiei.

Participarea activă a Companiei și a reprezentanților săi prezintă numeroase avantaje: acces gratuit la toate publicațiile CIGRE prin intermediul e-cigre, accesul la revista ELECTRA, participarea tinerilor specialiști la activitatea rețelei NGN (Next generation Network).

Calitatea de membru CIGRE oferă o gamă largă și stimulatoare de beneficii, participare, rezolvare de probleme și oportunități de creștere a competențelor profesionale. Participarea poate implica poziții oficiale în cadrul programului global de cunoaștere și accesul la o gamă de instrumente online colaborative utilizate de comunitate.

Conform noii strategii a CIGRE, activitatea se extinde asupra tuturor verigilor sistemului energetic de la producători, până la consumatori, la sursele regenerabile, stocarea energiei electrice etc.

ISSA – Asociația internațională pentru securitate socială/ocupatională

ISSA (International Social Security Association) este o organizație care aduce împreună instituții, companii și entități administrative din diferite țări ale lumii care se confruntă cu unul sau mai multe aspecte ale securității sociale/ocupationale.

Activitatea se desfășoară în cadrul a numeroase secțiuni, pe domenii de activitate. Una dintre acestea, care își desfășoară activitatea sub coordonarea Comisiei speciale ISSA pentru prevenție, este „Secțiunea pentru electricitate, gaz și apă”.

Asigurarea securității și sănătății la locul de muncă a fost de mult recunoscut ca fiind un principiu umanitar fundamental. Aceasta înseamnă, pentru secțiunea mai sus amintită, protecția lucrătorilor împotriva accidentelor de muncă și îmbolnăvirilor profesionale datorate electricității și a radiațiilor ionizante.



Obiectivul general al Secțiunii Electricitate este reprezentat de reducerea numărului de accidente, îmbunătățirea standardelor privind securitatea în muncă, adoptarea unor practici corecte privind securitatea și sănătatea la locul de muncă

LWA - Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune

Asociația promovează concepția, proiectarea și utilizarea tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST), îndeplinind un rol de supraveghere și consultanță în domeniu, fără atribuții de execuție de lucrări având ca obiective:

- *propunerea strategiei de LST pentru toate tipurile de rețele electrice din România;*
- *urmărirea realizărilor pe plan mondial în domeniul LST;*

- *organizarea și participarea la manifestări științifice în domeniul LST;*
- *organizarea și solicitarea de schimburi de experiență cu firme din țară și străinătate, care aplică tehnologia LST;*
- *participarea la omologarea sau experimentarea dispozitivelor de lucru sub tensiune sau a tehnologiilor de lucru sub tensiune, la solicitarea furnizorilor de servicii și produse;*
- *participarea la editarea unor buletine sau reviste în domeniul LST;*
- *promovarea, în învățământul tehnic românesc, de cunoștințe tehnice, standarde și tehnologii privind LST;*
- *reprezentarea României în cadrul „Live Working Association” (LWA) – Asociația Lucrului sub Tensiune;*
- *colaborarea cu alte asociații și fundații, persoane fizice și juridice, în vederea realizării scopului și obiectivelor asociației.*



Raport Financiar

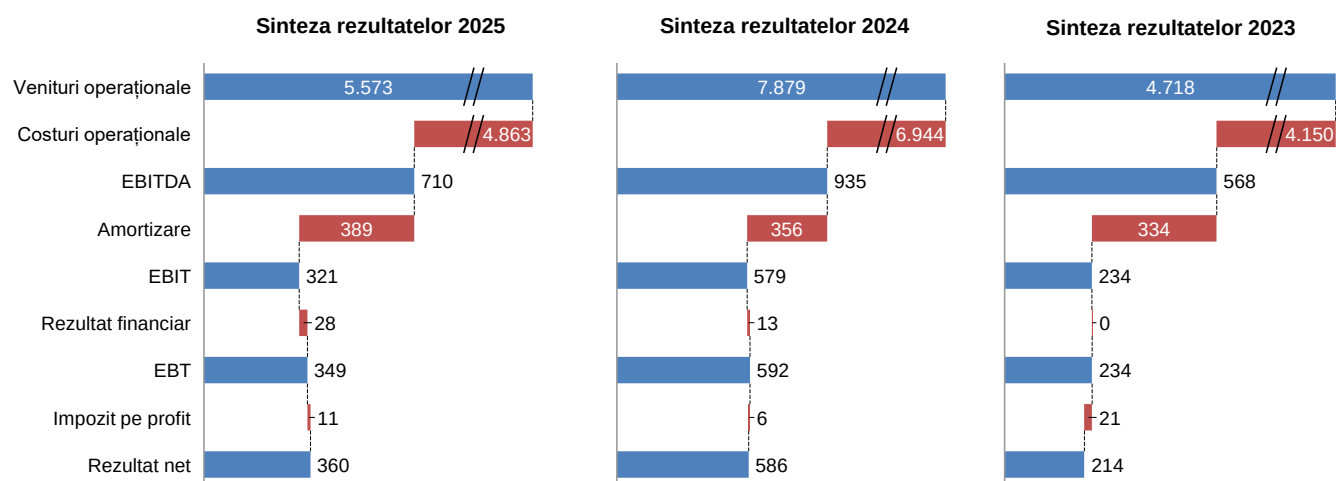


11. Rezultate financiare separate 2025

Veniturile totale operaționale ale Companiei realizate în intervalul ianuarie-decembrie 2025 au înregistrat o scădere în procent de 29% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (5.573 mil lei în 2025 față de 7.879 mil lei în 2024) în contextul impactului semnificativ a reducerii veniturilor din activitățile zero-profit (piața de echilibrare), cât și a veniturilor conjuncturale (venituri din ajutoare de avarie, a veniturilor din capitalizare CPT).

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizare) realizate pe parcursul anului 2025 au înregistrat o scădere de 28% comparativ cu perioada similară a anului anterior 5.252 mil lei în anul 2025 față de 7.301 mil lei în anul 2024 în contextul impactului semnificativ a reducerii cheltuielilor din activitățile zero-profit, concomitent cu creșterea cu 35% a cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare.

Figura 27: Rezultatul net (mil. lei)



Segmentul activităților cu profit permis: a înregistrat o scădere cu 0,4% a veniturilor (2.333 mil lei în anul 2025 față de 2.343 mil lei în anul 2024) pe fondul scăderii cu 50 mil lei a veniturilor din tranzacții CPT, a veniturilor conjuncturale din ajutoare de avarie (-53 mil lei) și capitalizare CPT (-101 mil lei), în contextul creșterii cu 235 mil lei a veniturilor din tarif transport și cu 55 mil lei a veniturilor din alocarea capacității de interconexiune.

Creșterea veniturilor din transport și alte venituri din piața de energie (2.273 mil lei în anul 2025 față de 2.087 mil lei în anul 2024) a fost influențată de creșterea tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, care a condus la o apreciere a **veniturilor din tarif reglementat** cu 235 mil. lei (+15%) față de aceeași perioadă a anului precedent, în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 0,2%, respectiv cu 0,1 TWh.

Veniturile din alocare capacitate de interconexiune în sumă de 337 mil lei, au înregistrat o creștere în (+55 mil lei), comparativ cu anul 2024.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr.171/2019 actualizat și Regulamentul UE nr. 943 din 05 iunie 2019 privind

piața internă de energie electrică, fiind sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Veniturile nete din alocarea capacităților de interconexiune (net de impozitul pe profit) se utilizează pentru realizarea de investiții în rețeaua electrică de transport pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune.

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

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

Compania a înregistrat în 2025 **venituri din capitalizarea CPT** în sumă de 0,92 mil lei (venit nemonetar) față de 102 mil lei venit înregistrat în anul 2024, reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 31 martie 2025.

Costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic (CPT) au fost în sumă de 541 mil lei pentru anul 2025, cu 68 mil lei mai mici decât în anul precedent (-11%), în contextul înregistrării unei cantități nete de CPT de 883 GWh, în scădere față de cantitatea de 949 GWh a anului 2024, și a unor prețuri medii de achiziție mai mari pe toate piețele (Piața Contractelor Bilaterale, Piața pentru Ziua Următoare, Piața Intrazilnică și Piața de Echilibrare).

Costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către ANRE, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Venitul din capitalizarea CPT este de natură nemonetară, încasarea acestuia urmând a fi realizată de Companie în mod eşalonat prin tariful de transport în următorii cinci ani de la data capitalizării în conformitate cu prevederile legislative incidente.

Segmentul activităților cu profit zero: Pe zona activităților cu profit zero, s-a înregistrat o scădere semnificativă pe parcursul anului 2025 a veniturilor pe pe acest segment, (-2.296 mil lei) comparativ cu anul 2024 determinată în principal de diminuarea veniturilor pe piața de echilibrare (-2.290 mil lei) datorită prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, a tarifului aprobat de ANRE pentru servicii de sistem comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul scăderii cantității cu 0,2%.

Acest segment a avut o pondere de 58% în veniturile totale operaționale înregistrate în anul 2025, din care, valoarea cea mai mare este reprezentată de piața de echilibrare.

Cheltuielile din activități zero profit au înregistrat de asemenea o diminuare semnificativă a costurilor (-2.107 mil lei), determinată în principal de valoarea diminuată a cheltuielilor pe piața de echilibrare.

Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare au fost semnificativ mai mici în anul 2025 față de anul 2024.

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

Achiziția capacității de echilibrare se efectuează în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, cu modificările și completările ulterioare.

11.1. Contul separat de profit și pierdere

Mil. Lei	2025	2024	2023		25/24
Volum tarifat de energie [TWh]	51,73	51,82	50,39	▼	(0,2%)
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS					
Venituri operaționale	2.333	2.343	2.090	▼	(0,4%)
Transport și alte venituri din piața de energie	2.273	2.087	1.988	▲	9%
Alte venituri	60	256	102	▲	(77%)
Costuri operaționale	(1.481)	(1.455)	(1.382)	▲	(2%)
Cheltuieli privind operarea sistemului	(641)	(716)	(640)	▼	10%
Reparații și mentenanță	(161)	(129)	(115)	▲	(25%)
Cheltuieli cu personalul	(412)	(373)	(348)	▲	(11%)
Alte costuri	(267)	(238)	(278)	▲	(12%)
EBITDA	852	888	708	▼	(4%)
Amortizare	(389)	(356)	(334)	▲	(9%)
EBIT	463	531	374	▼	(13%)
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT					
Venituri operaționale	3.240	5.537	2.628	▼	(41%)
V.Servicii de sistem	564	571	359	▼	(1%)
V.Piața de echilibrare	2.676	4.966	2.269	▼	(46%)
Costuri operaționale	(3.382)	(5.489)	(2.768)	▼	38%
Ch. Servicii de sistem	(706)	(524)	(499)	▲	(35%)
Ch. Piața de echilibrare	(2.676)	(4.966)	(2.269)	▼	46%
EBIT	(142)	48	(140)	▼	n/a
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)					
Venituri operaționale	5.573	7.879	4.718	▼	(29%)
Costuri operaționale	(4.863)	(6.944)	(4.150)	▼	30%
EBITDA	710	935	568	▼	(24%)
Amortizare	(389)	(356)	(334)	▲	(9%)
EBIT	321	579	234	▼	(44%)
Rezultat financiar	28	13	0	▲	n/a
EBT	349	592	234	▼	(41%)
Impozit pe profit	11	(6)	(21)	▲	n/a
Profit net	360	586	214	▼	(39%)
Profit net pe acțiune	4,91	7,99	2,91	▼	(39%)

Activități cu profit permis**Volumul de energie tarifat**

În intervalul ianuarie-decembrie 2025, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate

pe piața de energie electrică (51,73 TWh) a înregistrat o ușoară scădere de 0,2% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 (diferența între cele două perioade fiind de 0,1 TWh).

Tabel 25: Venituri din activitățile cu profit permis

Mil. lei	2025	2024	2023		25/24
Venituri operaționale	2.333	2.343	2.090	▼	0,4%
Transport și alte venituri din piața de energie	2.273	2.087	1.988	▲	9%
Venituri din tarif transport	1.855	1619	1545	▲	15%
Venituri din interconexiune	337	282	343	▲	20%
Alte venituri din transport	81	185	100	▼	-56%
Alte venituri	60	256	389	▼	-77%

În intervalul ianuarie-decembrie 2025 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere, de la 282 mil lei în 2024 la 337 mil lei în 2025 (+20%) corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică

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

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

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

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

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

În luna august 2025 a fost integrat cu succes al doilea OPEED din România – Bursa Română de Mărfuri.

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

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

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC)

Aceste venituri au fost în 2025 în sumă de 23,9 mil lei, mai mici (-1,9 mil lei), comparativ cu aceeași perioadă din anul 2024 când au fost 25,8 mil lei și provin în cea mai mare parte din schimburile programate de energie electrică cu țările considerate perimetrice mecanismului, respectiv Ucraina și Republica Moldova.

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

Veniturile înregistrate în urma aplicării mecanismului ITC au înregistrat scădere în intervalul ianuarie-decembrie 2025 cu următoarele mențiuni:

- deși schimburile de energie cu țările perimetrice luate în considerare au fost doar cele cu Republica Moldova, acestea au crescut de circa 2,4 ori;
- valoarea tarifului pentru schimburile cu țările perimetrice a fost de 2,5 EUR/MWh până la 14 mai 2025, respectiv 1,5 EUR/MWh începând cu 15 mai 2025, față de 3 EUR/MWh în 2024,
- în mod excepțional în anul 2024 au fost înregistrate venituri și din decontările lunare ale lunilor martie și mai.

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

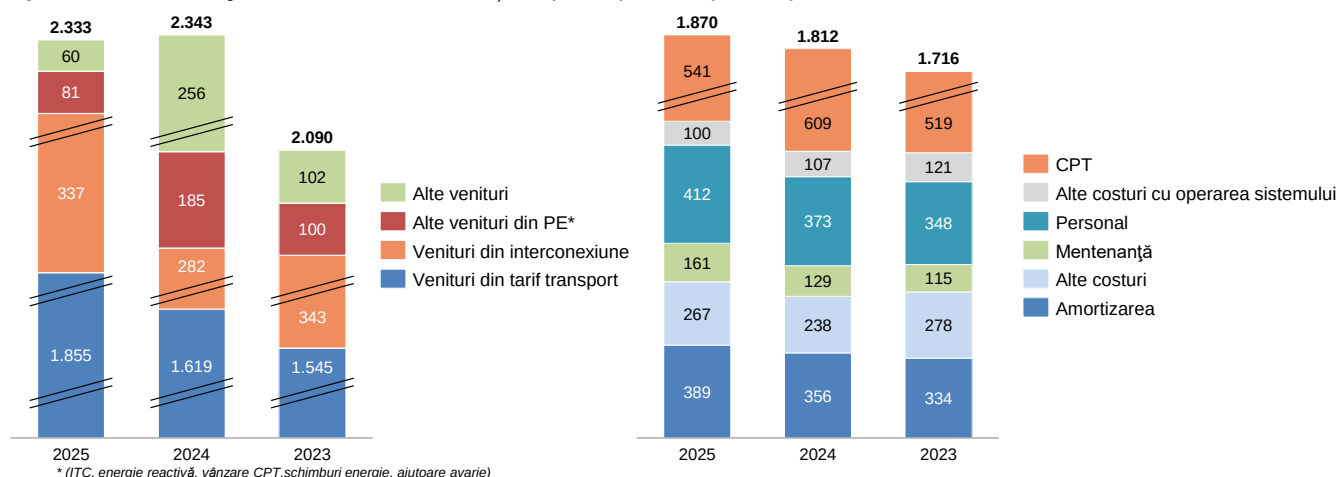
În anul 2025, Compania a înregistrat venituri din tranzacționarea energiei pentru CPT (45,8 mil lei) mai mici comparativ cu perioada similară a anului 2024 (95,5 mil lei), cu suma de -50 mil lei.

Veniturile obținute din tranzacțiile pe **Piața Intrazilnică** au fost mai mari decât cele realizate în anul precedent, ca urmare a creșterii energiei vândute pe piața intrazilnică în urma corecțiilor de prognoză

cât mai aproape de momentul livrării, precum și a prețurilor crescute pe această piață față de 2024. Veniturile obținute din tranzacțiile pe **Piața de Echilibrare** au fost semnificativ mai mici, având în vedere că CPT înregistrat în anul 2025 a fost mai mic decât în anul precedent. Având în vedere creșterea ponderii producției energiei solare și eoliene, se observă o creștere a ofertei de energie pe intervalele de vârf și a ponderii intervalelor cu prețuri foarte mici pentru prețurile pe piețele pe termen scurt.

Veniturile din ajutoare de avarie

Figura 28: Venituri și Cheltuieli din activități cu profit permis (mil. lei)



Tabel 26: Costuri din activitățile cu profit permis

Mil lei	2025	2024	2023		25/24
Costuri operaționale	1.481	1.455	1.382	▲	2%
Costuri de operare a sistemului	641	716	640	▼	(10%)
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	541	609	519	▼	(11%)
Cheltuieli cu congestiile	-	-	0,1	▼	n/a
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET	39	46	38	▼	(16%)
Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. Decizie ANRE)	17	13	-	▲	36%
Cheltuieli cu ITC (Inter TSO Compensation)	43	47	83	▼	(8%)
Cheltuieli de administrare OPCOM	0,17	0,34	0,36	▼	(51%)
Reparații și mentenanță	161	129	115	▲	25%
Cheltuieli cu personalul	412	373	348	▲	11%
Alte costuri	267	238	278	▲	12%
Amortizare	389	356	334	▲	9%
Costuri operaționale inclusiv amortizare	1.870	1.812	1.716	▲	3%

Cheltuielile operaționale din activitățile cu profit permis (inclusiv amortizarea) realizate în anul 2025 au crescut cu 3% (1.870 mil lei în anul 2025 față de 1.812 mil lei anul 2024), fiind influențate în principal de creșterea cheltuielilor cu mentenanța, a celor cu personalul și altor costuri (în principal cheltuieli cu impozite și taxe +27 mil lei)

Costuri de operare a sistemului

Pe segmentul activităților cu profit permis, costurile de operare a sistemului au înregistrat o scădere de 10% (641 mil lei în anul 2025 față de 716 mil lei în anul

În intervalul ianuarie-decembrie 2025 s-au înregistrat venituri din ajutoare de avarie în sumă de 9,5 mil lei mai mici cu 53 mil lei, comparativ cu 62 mil lei venituri înregistrate în aceeași perioadă a anului 2024.

La solicitarea OTS vecini, în anul 2025 au fost acordate ajutoare de avarie către Ucraina (lunile octombrie, decembrie), Republica Moldova (lunile octombrie, noiembrie, decembrie) și Serbia (luna martie), pentru asigurarea energiei necesare acoperirii consumului intern din aceste țări, pe fondul conflictelor armate de pe teritoriul Ucrainei, respectiv opririlor accidentale de grupuri din țările vecine etc.

2024), din care cel mai mare impact l-au avut cheltuielile cu CPT.

Cheltuieli privind CPT

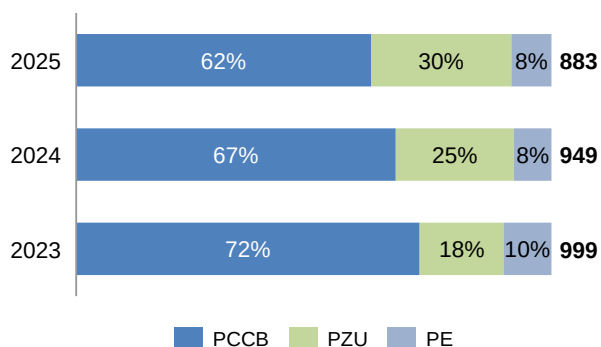
În intervalul ianuarie-decembrie 2025 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic au fost în sumă de 541 mil lei, mai mici cu 11% (-68 mil lei) comparativ cu anul 2024, motivată de următoarele:

- datorită caracteristicilor sale, CPT în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic

dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;

- ca urmare a condițiilor meteorologice și a fluxurilor pe liniile de interconexiune, valoarea CPT înregistrată în anul 2025 a fost mai mică decât cea înregistrată în anul precedent;
- eliminarea mecanismului de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) cu preț reglementat de la 1 aprilie 2024, precum și eliminarea schemelor de plafonare a prețurilor la energie electrică și gaze începând cu 1 iulie 2025 au condus la creșteri ale prețului pe piețele pe termen scurt.
- creșterea prețurilor de pe piața europeană de energie, reducerea capacităților interne pe bază de combustibili convenționali și dependența de producția volatilă din regenerabile crește dependența de importuri în perioadele de cerere ridicată și astfel prețul pe piața spot. Astfel, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU în anul 2025 a fost mai mare față de prețul din anul anterior;
- prețul PZU depinde foarte mult de condițiile meteorologice (secetă, precipitații, fenomene extreme) și de prețurile de pe piața europeană. Piața pentru Ziua Următoare este o piață imprevizibilă, cu un grad ridicat de volatilitate, prețurile putând să crească și cu 30-40% în decurs de o săptămână.

Figura 29: Mixul de achiziție CPT în funcție de cantitățile cumpărate de pe piețe (GWh)



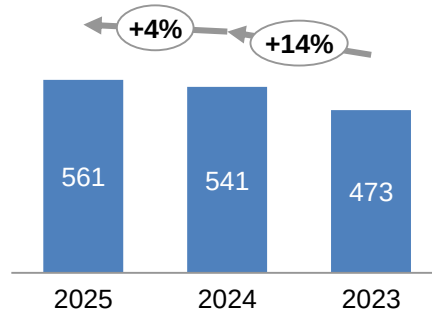
Începând cu data de 1 iulie 2024 au intrat în vigoare o serie de modificări ale Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, în conformitate cu cerințele codurilor Europene, care au condus la prețuri foarte mari pe Piața de Echilibrare.

Aceste prețuri prezintă un grad mare de volatilitate și incertitudine, putând varia foarte mult, dar situându-se totuși sub valorile maxime din anul 2024.

Consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost mai mic față de anul anterior, conducând la costuri rezultate din acoperirea dezechilibrelor de energie pe această piață mai mici față de anul 2024.

Prețul mediu net al energiei achiziționate pe toate piețele în anul 2025 a fost 561 lei/MWh, mai mare față de prețul din perioada similară a anului 2024, respectiv 541 lei/MWh.

Figura 30: Preț mediu total (net) CPT pe piețe (lei/MWh)



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

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

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

Aceste cheltuieli au înregistrat o scădere cu suma de 7,3 mil lei în anul 2025 (38,5 mil lei) comparativ cu anul 2024 (45,8 mil lei).

Cheltuieli CPT tranzit RED (cf. decizie ANRE)

În componența cheltuielilor privind operarea sistemului în 2025 s-au înregistrat cheltuieli privind CPT aferent tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele operatorilor de distribuție concesionari la nivelul de tensiune de 110kV (pentru cota atribuită OTS) în sumă de 17,4 mil lei mai mari cu 4,6 mil lei comparativ cu anul 2024.

Prin deciziile ANRE nr. 2780/20.12.2024 și nr. 2781/20.12.2024, au fost aprobate cantitățile prognozate de CPT și costurile corespunzătoare aferente tranzitelor suplimentare de energie electrică din rețelele electrice de 110 kV pentru anul 2025, pentru societățile Rețele Electrice România S.A. și Distribuție Energie Oltenia S.A.

Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În perioada ianuarie-decembrie 2025 aceste cheltuieli au fost mai mici cu 4 mil lei comparativ cu aceeași perioadă din anul precedent. Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între TSO-urile care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E.

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

Cheltuielile cu reparații și mentenanța au fost în sumă de 161 mil lei, mai mari cu 32 mil față de anul 2024.

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

Activități zero-profit

Tabel 27: Sinteza veniturilor din activități zero-profit

Mil. lei	2025	2024	2023	25/24
Venituri operaționale	3.240	5.537	2.628	▼ (41%)
V.Servicii de sistem	564	571	359	▼ (1%)
V.Piața de echilibrare	2.676	4.966	2.269	▼ (46%)

Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o scădere semnificativă (-2.296 mil lei) față de aceeași perioadă din anul precedent, de la 5.537 mil lei în anul 2024 la 3.240 mil lei în anul 2025 determinată în principal de diminuarea veniturilor pe piața de echilibrare (-2.290 mil lei) datorită prețurilor înregistrate la nivelul pieței de echilibrare, a tarifului aprobat de ANRE pentru serviciile de sistem comparativ cu aceeași perioadă a anului precedent, în contextul scăderii cantității cu 0,2%.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat de asemenea o scădere a costurilor cu un procent de 38% (-2.107 mil lei) de la 5.489 în anul 2024 la 3.382 mil lei în anul 2025, determinată de valoarea diminuată a cheltuielilor pe piața de echilibrare.

Veniturile/Cheltuielile privind piața de echilibrare au fost semnificativ mai mici în anul 2025 față de anul 2024.

Cheltuielile cu amortizarea prezintă o creștere cu 32 mil lei influențată în principal de înregistrarea cheltuielilor cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale (+15 mil lei), calculată la valoarea justă a imobilizărilor corporale la 31 decembrie 2024, corelată cu punerile în funcțiune a lucrărilor de investiții și cu recepționarea activelor.

Totodată în anul 2025 cheltuielile cu amortizarea activelor necorporale-CPT suplimentar sunt în valoare de 91 mil lei și prezintă o creștere față de ianuarie-decembrie 2024 (+17 mil lei).

Costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 martie 2025, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, s-au capitalizat trimestrial, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Rezultat operațional – activități profit permis

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv în sumă de 463 mil lei în anul 2025, în scădere cu 68 mil lei față de rezultatul în sumă de 531 mil lei realizat în anul 2024, în contextul în care veniturile operaționale sunt diminuate cu suma de 10 mil lei, iar cheltuielile operaționale (inclusiv amortizarea) au crescut cu suma de 58 mil lei.

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

- evoluția dezechilibrelor contractuale înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- evoluția producției centralelor aflate în perioada de probă;
- creșterea accelerată a puterii instalate la prosumatori;
- îmbunătățirea controlului/monitorizării la nivelul furnizorilor pentru producția prosumatorilor pe care îi au în portofoliu și creșterea preocupării la nivelul acestora pentru estimarea/ajustarea prognozelor de producție a prosumatorilor în raport cu poziția contractuală;

Pentru anul 2026 cele mai importante elemente care vor avea un impact semnificativ asupra evoluției pieței de echilibrare sunt:

- *contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică,*
- *cadrul de reglementare al ANRE, de ajustare a funcționării pieței de echilibrare,*
- *evoluția producției solare și eoliene,*

- *evoluția hidraulicității,*
- *evoluția consumului și impactul prosumatorilor asupra pieței de energie electrică,*
- *prognozele de precipitații și de temperatură,*
- *evoluția contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare,*
- *comportamentul participanților la piață.*

Tabel 28: Sinteza cheltuielilor din activități zero-profit

Mil. lei	2025	2024	2023	24/23
Costuri operaționale	(3.382)	(5.489)	2.768	▼ (38%)
Ch. Servicii de sistem	(706)	(524)	499	▲ 35%
Ch. Piața de echilibrare	(2.676)	(4.966)	2.269	▼ (46%)

Veniturile din serviciile de sistem au înregistrat o scădere în procent de 1% comparativ cu perioada similară a anului trecut (564 mil lei în anul 2025 față de 571 mil lei în anul 2024), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii, în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 0,2%

Achiziția serviciilor de sistem/capacitatea de echilibrare se efectuează de Companie în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național (DEN), unitate organizațională din cadrul Companiei, care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 127/08.12.2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale Președintelui ANRE, cu modificările și completările ulterioare.

În perioada ianuarie-decembrie 2025, Compania a contractat energie reactivă de la Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrica” SA., conform:

- Deciziei ANRE nr. 2281/2024, privind acordarea derogării pentru operatorul de transport și de sistem la achiziționarea pe bază de piață a serviciului energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în rețea,
- Hotărârilor Transelectrica prin care au fost aprobate prețurile maxime pentru achiziționarea serviciului de sistem energie reactivă aferent reglajului tensiunii în rețeaua electrică de transport;
- realizărilor confirmate de Dispeceratul Energetic Național.

Trebuie precizat faptul că, în concordanță cu tendința constatată pe piața de echilibrare, s-a manifestat o

creștere accentuată a prețului de achiziție a Rezervei terțiare rapide - reducere de putere începând cu luna mai 2025.

Dacă în primele cinci luni ale anului prețurile medii au oscilat între 15 și 23 lei/hMW, în luna iunie 2025 s-a înregistrat o explozie a valorilor, cu o medie generală de peste 108 lei/hMW. Această creștere nu este justificată nici de modificări semnificative ale cererii sau ofertei, nici de factori tehnici obiectivi, ci reprezintă o modificare bruscă și unilaterală a comportamentului de ofertare al unui grup restrâns de participanți.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem/capacitate de echilibrare** în anul 2025, a înregistrat o creștere (35%) comparativ cu aceeași perioadă din 2024.

Pe piața capacităților de echilibrare, în concordanță cu tendința de evoluție pe piața de echilibrare în anul 2025, s-a înregistrat un trend de reducere a prețului de achiziție pentru RRFa la creștere și reducere de putere și un trend de creștere al prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada mai 2025 – august 2025. respectiv un trend de reducere abruptă a prețului de achiziție pentru RRFm la reducere de putere în perioada septembrie 2025 – decembrie 2025:

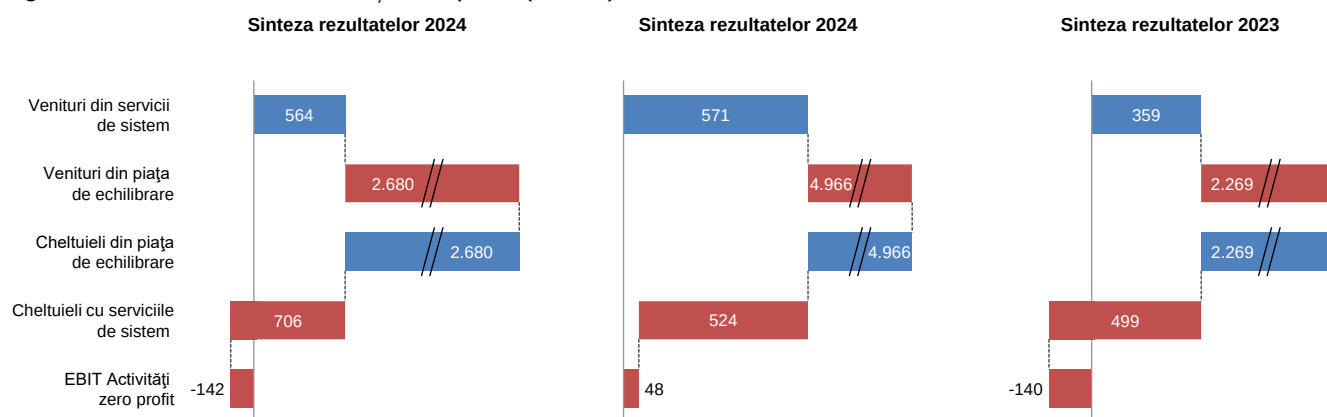
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la creștere – 60,54 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 33,34 lei/hMW,
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFa la reducere – 62,76 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 23,05 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFm la creștere – 36,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 37,54 lei/hMW;
- prețul mediu de achiziție în semestrul I 2025, pentru RRFm la reducere – 32,57 lei/hMW, iar în semestrul II 2025 - 137,11 lei/hMW.

Pentru anul 2026 estimăm că un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul CNTEE Transelectrica SA, îl vor avea:

- contextul regional și european de evoluție a pieței de energie electrică,
- cadrul de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică,
- evoluția prețurilor pe piața de echilibrare,
- cât și comportamentul de piața al participanților înregistrați la piața capacităților de echilibrare.

Rezultat operațional – activități zero profit

EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat rezultat negativ în anul 2025 în sumă de 142 mil lei, Figura 31: Rezultate din activități zero-profit (mil. lei)



Rezultat brut Companie (EBT)

În anul 2025 a înregistrat o scădere în procent de 41% de la 592 mil lei în anul 2024 la 349 mil lei în anul 2025. Precizăm faptul că în anul 2024 compania a

înregistrat venituri conjuncturale de cca 95 mil lei, din litigiul câștigat cu ANAF, venituri ce nu se mai regăsesc în anul 2025.

Rezultatul financiar

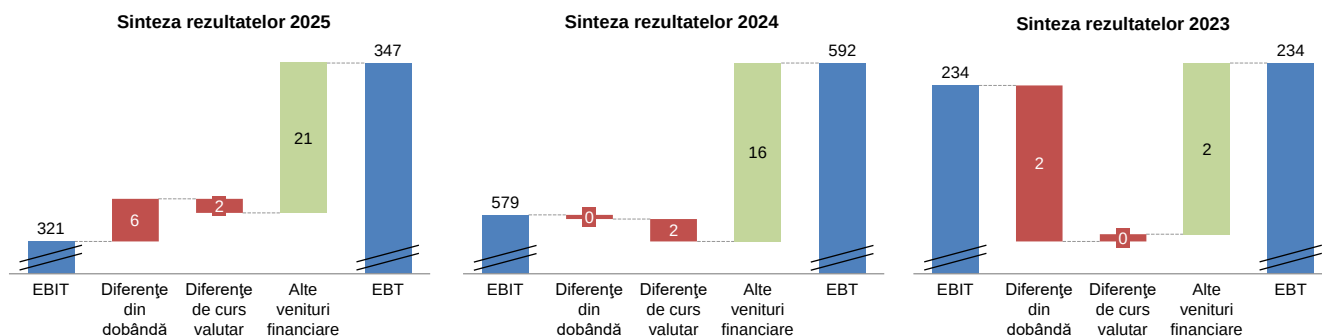
Rezultatul financiar înregistrat în anul 2025 în valoare netă de 28 mil lei, comparativ cu rezultatul de 13 mil lei din aceeași perioadă a anului trecut, a fost influențat în principal de dividendele încasate de la

filialele Opcom SA și Teletrans SA, precum și de creșterea veniturilor din dobânzile încasate în perioada analizată.

Tabel 29: Evoluția cursului de schimb valutar la 31 decembrie

Lei	2025	2024	2023		25/24
1 EUR	5,0985	4,9741	4,9746	▲	2,5%
1 USD	4,3417	4,7768	4,4958	▼	(9%)

Figura 32: Rezultate financiare (mil.lei)



Rezultatul net

Scăderea rezultatului net la sfârșitul anului 2025 în valoare de 360 mil lei față de 586 mil lei în anul 2024, este impactată de rezultatul activităților zero profit din perioada analizată, în contextul în care rezultatul activităților cu profit permis a fost diminuat în principal

de scăderea cu 196 mil lei a componentei „Alte venituri”, de ex. venituri conjuncturale care nu s-au mai regăsit în anul 2025 (venituri din ajutoare de avarie, litigul câștigat cu ANAF în anul 2024 etc).

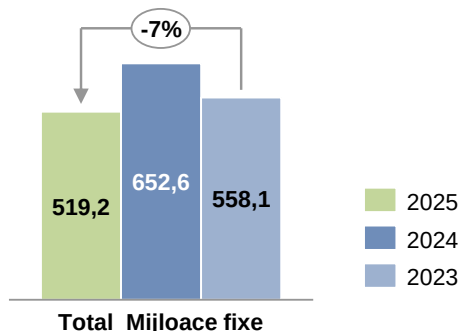
11.2. Bilanț – poziția financiară

Mil. lei	2025	2024	2023	25/24
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	6.182	5.775	5.416	▲ 7%
Imobilizări af. Drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	2	6	14	▼ (64%)
Imobilizări necorporale	259	312	282	▼ (17%)
Imobilizări financiare	88	86	86	▲ 2,5%
Total	6.531	6.179	5.798	▲ 6%
Active circulante				
Stocuri	45	47	51	▼ (5%)
Clienți și conturi asimilate	3.349	3.779	2.116	▼ (11%)
Impozit pe profit de recuperat	12	-	-	—
Numerar și echivalente de numerar	734	672	519	▲ 9%
Total	4.140	4.497	2.686	▼ (8%)
ACTIVE TOTALE	10.671	10.676	8.484	▼ n/a
Capitaluri proprii				
Capital social	733	733	733	▼ n/a
Rezerve	1.900	1.967	2.027	▼ (3%)
Rezultat reportat	3.333	3.115	2.430	▲ 7%
Total	5.966	5.815	5.190	▲ 3%
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi pe termen lung	1	8	32	▼ (81%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire - pe termen lung	-	-	6	—
Alte datorii pe termen lung	1.035	875	879	▲ 18,3%
Total	1.037	883	918	▲ 17%
Datorii pe termen scurt				
Datorii comerciale și alte datorii	3.407	3.862	2.242	▼ (12%)
Împrumuturi pe termen scurt	179	24	25	▲ 638%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri	2	7	9	▼ (65%)
Alte datorii pe termen scurt	80	86	100	▼ (7%)
Total	3.669	3.978	2.376	▼ (8%)
Datorii totale	4.705	4.861	3.294	▼ (3%)
CAPITALURI PROPRII și DATORII	10.671	10.676	8.484	▼ n/a

Active

Activele imobilizate au înregistrat în anul 2025 comparativ cu decembrie 2024, o creștere în sumă de 352 mil lei, determinată în principal, de creșterea valorii nete a imobilizărilor corporale (+408 mil lei).

Figura 33: Valoarea mijloacelor fixe intrate în contabilitate (fără TVA, mil. lei)



Cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, a modernizărilor stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:

- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 176,8 mil lei;
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea Stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV – 82,8 mil lei;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București, racordări la Stația 400/220/110 KV București Sud – 70,4 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET Etapa I + Etapa II (H.CA nr.17/2007) – 50 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan (Etapa I și II de finanțare) - 26,6 mil lei;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme on-line (tip SMART GRID) – 20,6 mil lei;
- Relocare/protecții rețea înaltă tensiune 400 kV-LEA 400 kV s.c Urechești-Domnești și LEA 400 kV s.c Brazi Vest-Domnești la intersecția cu Autostrada de Centură București-km 0+000, km 100+900, Lotul 3,

Sector 1, km 85+300, km 100+765-Centura Sud, Sector 2, km:0+00 – 15,3 mil lei.

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în anul 2025 sunt în sumă de 590 mil lei, în scădere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2024 când achizițiile au fost în sumă de 674,3 mil lei.

Totodată soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 31 decembrie 2025, în sumă de 1.152 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, pentru modernizările stațiilor de transformare a energiei electrice, relocări LEA, racordări la rețeaua electrică cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 318,6 mil lei;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și Bradu – 207 mil lei;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 97,4 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa II – 68,9 mil lei;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400 MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în Stația 400/220/110 kV Brazi Vest – 63,4 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 49,5 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fâlcu 1 și CEE 18 MW Fâlcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlp – 44,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 28,4 mil lei;
- Înlocuire transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în Stația 400/110 kV Drăgănești-Olt – 23 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 18.900.461;Modernizarea Stației 220/110 kV Calafat – 17,8 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 15,3 mil lei;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 13,3 mil lei.

Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing – clădiri

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing. Începând cu 01.10.2020 a intrat în vigoare contractul de închiriere valabil pe o perioadă de 5 ani.

La data de 05.05.2025 a fost semnat Actul Adițional nr. 2 la contractul C232/2020, prelungind în aceleași condiții durata cu 6 luni până la 01.04.2026.

La data de 31 decembrie 2024, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 2 mil lei.

Ultima reevaluare a activelor a fost realizată la 31 decembrie 2023. Astfel, Compania a înregistrat în evidența contabilă rezultatul raportului de reevaluare efectuat de către societatea Appraisal&Valuation divizia de evaluări și consultanță din cadrul NAI România, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din Romania (ANEVAR).

Bunurile ce aparțin domeniului public al statului și concesionate Companiei reprezentând imobilizări corporale finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre a Guvernului, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale în curs de execuție la 31 decembrie 2025 înregistrează un sold de 14,6 mil lei reprezentat de proiectele aflate în derulare, dintre care cele mai semnificative sunt:

- Implementarea funcțiilor noi și modificărilor software în sistemul informatic EMS - SCADA pentru punerea în aplicare a cerințelor legislative europene și naționale – 6,3 mil lei;
- Sistem de monitorizare a calității energiei electrice (Power Quality Monitoring System, PQMS) – 3,7 mil lei;
- Dezvoltare platforma MARI – 3,1 mil lei;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 0,6 mil lei;
- Dezvoltare platforma CMM (Capacity Management Module) – 0,4 mil lei.

În anul 2025 s-au înregistrat transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale în sumă de 36,8 mil lei, din care cele mai importante sunt:

- Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica – 12,9 mil lei;

- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, componentă achiziție servicii de migrare și upgrade, aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 11,5 mil lei;
- Dezvoltare software dedicat, necesar determinării cantităților de rezerve utilizând metoda probabilistică – 5,9 mil lei.

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

În anul 2025, s-au înregistrat venituri din capitalizarea CPT suplimentar, doar în primul trimestru, în sumă de 0,9 mil lei (de natură nemonetară) reprezentând costuri suplimentare cu achiziția de energie electrică în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic față de costul recunoscut în tarif.

Valoarea contabilă netă a imobilizării necorporale rezultată din capitalizarea CPT-ului suplimentar este în sumă de 208 mil lei.

Imobilizări financiare

Soldul imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2025, respectiv 31 decembrie 2024, în valoare de 87,9 mil lei, este reprezentat, în principal:

- de acțiuni deținute de Companie, în valoare netă de 83,4 mil lei;
- de garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1), alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivelor de investiții, astfel:
- LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia) în sumă de 4,2 mil lei;
- LEA d.c. 220 kV Ostrovu Mare RET în sumă de 0,2 mil lei.

Din luna martie 2025 Compania participă cu un aport de 25% la capitalul social al GECCO Power Company Green Energy Corridor Power Company Societate cu Răspundere Limitată, în valoare de 3,7 mil lei.

Asociații fondatori ai companiei de proiect sunt Transelectrica, JSC Georgian State Electrosystem,

AzerEnerji și MVM Energy. Compania va implementa proiectul Coridorul Verde, un cablu submarin de înaltă tensiune în curent continuu, de 1.200 km, care va traversa Marea Neagră și va conecta România și Georgia, conexiunea fiind prelungită și în Ungaria și Azerbaidjan.

De asemenea, în data de 23 septembrie 2025 a fost finalizată procedura de fuziune prin absorbție dintre filiala Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețelele Electrice de Transport – Teletrans S.A., în calitate de societate absorbantă, și Societatea „Formenerg” S.A., în calitate de societate absorbită (ambele societăți fiind filiale ale Companiei).

Conform legislației aplicabile, începând cu data de 23 septembrie 2025, filiala Teletrans a preluat toate drepturile și obligațiile asumate anterior fuziunii de către filiala Formenerg.

În urma fuziunii celor 2 filiale, titlurile de participare ale Transelectrica deținute la Teletrans au crescut cu 104, concomitent cu diminuarea titlurilor de participare ale Transelectrica deținute la FORMENERG.

Active circulante

Activele circulante la 31 decembrie 2025 (4.140 mil lei) au înregistrat o scădere în procent de 8% comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2024 (4.497 mil lei), datorată în principal scăderii creanțelor.

Creanțele comerciale înregistrează o scădere cu 6% față de 31 decembrie 2024 (2.702 mil lei la 31 decembrie 2024 comparativ cu 2.535 mil lei la 31 decembrie 2025). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- *clienții din activitatea operațională* care datorită scăderii volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie (trimestrul VI al anului 2025 față de trimestrul IV al anului 2024) au generat un sold mai mic al creanțelor din activitatea operațională (1.884 mil lei la data de 31 decembrie 2025 față de 1.899 mil lei la data de 31 decembrie 2024).
- *clienții – piața de echilibrare* care datorită scăderii volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, față de trimestrul IV din anul 2024 a determinat și scăderea cu 25% a soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate (502 mil lei la data de 31 decembrie 2025 față de 668 mil lei la data de 31 decembrie 2024).

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: Bursa Română de Mărfuri, IBEX, MAVIR, Ciga Energy SA, Hidroelectrică, Electrica Furnizare SA, OPCOM, PPC ENERGIE SA, RAAN,

JAO. Ponderea acestora este de 72.22% în total creanțe comerciale.

- *clienții - schema de sprijin*, care au înregistrat o creștere în anul 2025 (+13 mil lei) determinată, în principal, de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

Compania desfășoară activitățile aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, în calitate de administrator al schemei de sprijin, în conformitate cu prevederile HGR nr. 1215/2009, „*principalele atribuții fiind de colectare lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusurilor*”.

La data de 31 decembrie 2025, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 145 mil lei, (132 mil lei la 31 decembrie 2024) reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care în principal:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76,70 mil lei, respectiv de la RAAN – 63,46 mil lei și CET Govora SA – 13,23 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3,91 mil lei, respectiv de la RAAN – 1,98 mil lei, și CET Govora – 1,93 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 0,56 mil lei, respectiv de la CET Govora – 0,53 mil lei, Interagro – 0,03 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2020 în sumă de 0,52 mil lei de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,4 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,9 mil lei, Petprod – 4,4 mil lei, Romenergy Industry – 2,7 mil lei, RAAN – 2,4 mil lei, UGM Energy – 1,5 mil lei, CET Govora – 0,9 mil lei, KDF Energy – 0,5 mil lei și alții.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat toate creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2024 (suma de 8,6 mil lei) de la Contourglobal Solutions, precum și suma de 8,4 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2024, de la următorii producători: Bepco SRL, Electro Energy Sud, Electrocentrale București, Electrocentrale Craiova, Electroulaj SA, Municipiul Iași, Soceram SA, Termoficare Oradea, Thermoenergy Group și Vest Energo.

Alte creanțe la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 245 mil lei au înregistrat o creștere de 6% mil lei și includ în principal:

- debitori diverși (104 mil lei), din care:

- penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 75 mil lei (din care suma de 25,85 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin).

Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de: Romelectro (24,5 mil lei), RAAN (17 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), Electromontaj SA (5,9 mil lei), OPCOM (4,6 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), Multiservice G&G SRL (2,2 mil lei), Petprod (1,9 mil lei), GE Digital Service Europe (1, mil lei), ISPE Proiectare și Consultanță (1 mil lei).

- compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice: Arelco Power (0,99 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei) și Next Energy Partners (8,39 mil lei).
- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.
- sume primite cu caracter de subvenție 31 mil lei (9,9 la 31 decembrie 2024) aferentă contractelor de racordare la RET;
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 8,7 mil lei reprezentate în principal de CPT (5,7 mil lei), polițe asigurări (1,7 mil lei) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de 3 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților, sume ce urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de

Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansurile către furnizori achitate la 31 decembrie 2025 reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 372 mil lei au scăzut semnificativ față de decembrie 2024 când au fost în sumă de 770 mil lei.

Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (pentru ICP – Interim Coupling Project, SIDC - Single Intraday Coupling, SDAC - Single Day-ahead Coupling și IDA - "IntraDay Auction") (MAVIR – 303,2 mil lei, IBEX – 56,2 mil lei și JAO – 12,9 mil lei).

TVA de recuperat în sumă de 393 mil lei este aferentă deconturilor pentru perioada septembrie-decembrie 2025, din care până la data prezentului raport, s-a încasat suma de 267 mil lei reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare pentru perioada septembrie - noiembrie 2025.

Ajustările de depreciere existente în sold la 31 decembrie 2025, calculate pentru creanțe comerciale și penalitățile aferente, sunt în valoare de 196 mil lei. Cele mai mari sunt înregistrate pentru JAO (30,8 mil lei), CET Govora (24,6 mil lei), Romelectro (24,5 mil lei), Arelco Power (14,5 mil lei), Total Electric Oltenia SA (14,2 mil lei), Romenergy Industry (135 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), OPCOM (9,1 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners (8,4 mil lei)

Capitaluri proprii și datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 1.037 mil lei la data de 31 decembrie 2025 au înregistrat o creștere în procent de 17% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2024 care era în sumă de 883 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 decembrie 2025 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2024 (-6 mil lei) în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

Totodată, valoarea împrumuturilor pe termen scurt a înregistrat comparativ cu aceeași perioadă a anului trecut o creștere de la 24,3 mil lei înregistrată la 31 decembrie 2024 la 179,4 mil lei înregistrată la 31 decembrie 2025.

Compania are încheiat un contract de credit cu Banca Comercială Română pentru o perioadă de 12 luni, pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub formă de descoperit de cont, în sumă de 175 mil lei, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință

ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0% și un comision de 0,088%.

La data de 31 Decembrie 2025 linia de credit este utilizată în proporție de 99% .

Datoriile pe termen scurt au înregistrat scădere în procent de 8%, de la 3.978 mil lei la 31 decembrie 2024 la 3.669 mil lei la 31 decembrie 2025, în principal pe fondul creșterii împrumuturilor pe termen scurt.

Impact în evoluția datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au scăzut cu 570 mil lei și înregistrează sold în sumă de 1.683 mil lei la 31 decembrie 2025 față de 2.253 mil lei la decembrie 2024.

Această dinamică a fost influențată în principal de:

- scăderea *soldului datoriilor aferente activității operaționale* cu 417 mil lei influențată de modelul de formare al prețului în funcție de cerere și ofertă pentru cuplarea pieței de energie electrică. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan 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, Electrica Furnizare SA, Bursa Română de Mărfuri, Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București, OPCOM, CIGA Energy SA, Joint Allocation Office. La 31 decembrie 2025, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 81,53% (86,30% la 31 decembrie 2024).

- *scăderea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare"* cu 194 mil lei a fost determinată în principal de scăderea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2025, comparativ cu trimestrul IV al anului 2024.

- *creșterea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)* cu 35 mil lei a fost determinată de creșterea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2025, față de luna decembrie 2024.

- **furnizorii de imobilizări** au crescut cu 180 mil lei datorită achizițiilor de imobilizări care au fost receptionate spre finalul anului, dar pentru care termenul de plată este în anul 2026,
- **furnizori alte activități** au scăzut cu un procent de 16% (-13 mil lei), scădere reprezentată în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o scădere față de 31 decembrie 2024.
- **"alte datorii"** au scăzut cu 4% (-55 mil lei), de la soldul de 1.372 mil lei în 31 decembrie 2024 la 1.323 mil lei în 31 decembrie 2025.

Structura "**alte datorii**" se prezintă, astfel:

- **creditori diverși** în sumă de 235 mil lei (au scăzut cu 150 mil lei față de 31 decembrie 2024) și sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie (205 mil lei), contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (26,2 mil lei), redevență trim IV 2024 (1,9 mil lei), și altele (1,2 mil lei)

- **clienți creditori** la data de 31 decembrie 2025 în sumă de 672 mil lei (au scăzut cu 163 mil lei față de 31 decembrie 2024) și reprezintă în principal sume încasate în avans în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț în valoare de 667,5 mil lei (*ICP (Interim Coupling Project)*, *SIDC (Single Intraday Coupling)*, *SDAC (Single Day-ahead Coupling)*, *FBMC (Flow Based Market Coupling)* și *IDA (Intra Day Auction)*), de la: BRM (412 mil lei), IBEX (152 mil lei), MAVIR (68 mil lei), OPCOM (36 mil lei) și JAO (1 mil lei)
- **dividendele cuvenite acționarilor Companiei** și neplătite la data de 31 decembrie 2025, în sumă de 0,6 mil lei, se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.
- **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 2,3 mil lei,
- **alte datorii pe termen scurt** în sumă de 407 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 373 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 34 mil lei.
- **Capitaluri proprii**

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere la 31 decembrie 2025 în procent de 3% (+151 mil lei).

Astfel capitalurile proprii la sfârșitul anului 2025 sunt în valoare de 5.966 mil lei față de 5.815 mil lei la 31 decembrie 2024.

Tabel 30: Fluxul de numerar

Mil lei	2025	2024	2023		25/24
Activitatea operațională					
Flux de numerar înaintea modificărilor capitalului circulant	710	795	630	▼	(84,7)
Modificări ale capitalului circulant	156	50	76	▲	106,3
Dobânzi și impozite plătite	(45)	(31)	(36)	▼	(13,4)
Numerar net din activitatea operațională	822	813	670	▲	8,2
Activitatea de investiții					
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(682)	(674)	(439)	▼	(7,2)
Încasări din activitatea de investiții	44	53	125	▼	(8,5)
Titluri de participare deținute la SELENE CC	0,0	0,0	0,2	▼	-
Titluri de participare deținute la GECO Power Company Corridor Power Company SRL (cont 2655)	(3,8)	0,0	0,0	▼	(3,8)
Dividende încasate	23	16	2	▲	7,4
Numerar utilizat în activitatea de investiții	(618)	(606)	(312)	▼	(12,1)
Activitatea de finanțare					
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	-24	(24)	(24)	▼	(0,26)
Rambursări împrumuturi pe termen scurt	0	0	(68)	▼	-
Plăți leasing clădire	-11	(11)	(11)	▼	(0,17)
Dividende plătite	-279	(20,6)	(52)	▼	(258,2)
Numerar utilizat în activitatea de finanțare	(314)	(55)	(154)	▼	(258,6)
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(110)	152	204	▼	(262,5)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	672	519	315	▲	152,2
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul anului	561	672	519	▼	(110,3)

Tabel 31: Indicatorii economico-financiari conform Regulamentului 5/2018 ASF

Indicator	Formula de calcul	2025	2024	2023
Indicatori de profitabilitate				
EBITDA în total vânzări	<u>EBITDA</u>	13%	12%	12%
EBITDA în capitaluri proprii	<u>EBITDA</u> Capitaluri proprii	12%	16%	11%
Rata profitului brut	<u>Profit brut</u> Cifra de afaceri	6%	8%	5%
Rata rentabilității capitalului	<u>Profit net</u> Capitaluri proprii	6%	10%	4%
Indicatori de lichiditate				
Indicatorul lichidității curente	<u>Active circulante</u> Datorii pe termen scurt	1,13	1,13	1,13
Indicatorul lichidității imediate	<u>Active circulante-Stocuri</u> Datorii pe termen scurt	1,12	1,12	1,11
Indicatori de risc				
(1) Indicatorul gradului de îndatorare*	<u>Capital împrumutat</u> Capitaluri proprii	3,07%	0,67%	1,38%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare*	<u>Capital împrumutat</u> Capital angajat	2,98%	0,66%	1,36%
Rata de acoperire a dobânzii %	<u>EBIT</u> Cheltuieli cu dobânda	58,46	80,38	29,60
Indicatori de activitate				
Viteza de rotație a debitelor – clienți	<u>Sold mediu clienți** x nr.zile</u> Cifra de afaceri	71,20	51,58	79,37
Viteza de rotație active imobilizate	<u>Cifra de afaceri</u> Active imobilizate	0,84	1,23	0,80

* În cadrul indicatorilor gradului de îndatorare, capitalul împrumutat conține împrumuturile pe termen scurt, împrumuturile pe termen lung și alte împrumuturi/datorii asimilate pe termen scurt și lung aferente leasing-ului clădiri conform IFRS16.

**S-au luat în considerare la calcularea soldului mediu 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.

Tabel 32: Indicatori de performanță - Plan de administrare, conform AGA nr.13/22.12.2025

Obiectiv/Indicatori de performanță DIRECTORAT conform Hotarare AGA nr. 13/22.12.2025

Nr. crt.	Denumire indicatori	U.M.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat 2025	Țintă 2025	Grad de indeplinire
Indicatori financiari						
1	Rata cheltuielilor de capital	%	5,00%	6,48%	5,57%	5,00%
2	Realizarea Planului Anual de Investiții în procentele enunțate din Planul de Investiții aprobat de AGA	%	10,00%	104,91%	91%	10,00%
3	Rata de plată a dividendelor (în conformitate cu prevederile OG 64/2001)	%	25,00%	-	50%	25,00%
4	Rata lichidității curente	nr	25,00%	1,13	1,04	25,00%
5	Rata de rotație a activelor	nr	5,00%	0,52	0,52	5,00%
6	Rentabilitatea activelor ROA	%	5,00%	3,37%	2,05%	5,00%
TOTAL INDICATORI FINANCIARI			75,00%			75,00%
Indicatori nefinanțari						
1	Realizarea Planului Anual de Mentenanță	%	10,00%	97%	90%	10,00%
2	Numărul mediu de ore de formare per angajat	nr	3,00%	22,82	18,00	3,00%
3	Numărul de instruiți în materie de siguranță	nr	3,00%	5,00	5,00	3,00%
4	Număr de reuniuni, Comitet Directorat	nr	3,00%	66	38	3,00%
5	Consumul intern de energie electrică	MW	3,00%	46.204	46.400	3,00%
6	Diferența de remunerare sex feminin versus sex masculin	%	3,00%	5,08%	0,50%	-
TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI și NECOMERCIALI			25,00%			22,00%
TOTAL INDICATORI			100,00%			97,00%

Obiectiv/Indicatori de performanță CS conform Hotarare AGA nr. 13/22.12.2025

Nr. crt.	Denumire indicatori	u.m.	Ponderea în componenta variabilă	Realizat 2025	Țintă 2025	Grad de indeplinire
Indicatori financiari						
1	Rata de acoperire a Dobânzii	nr	20,00%	205	4,00	20,00%
2	Plăți restante la Bugetul de Stat	lei	15,00%	0,0	0%	15,00%
3	Reducerea Arieratelor	lei	15,00%	0,0	0%	15,00%
TOTAL INDICATORI FINANCIARI			50,00%			50,00%
Indicatori nefinanțari						
1	Rata de retenție a clienților	%	5,00%	100%	100,00%	5,00%
2	Scorul de satisfacție al clienților	%	5,00%	98%	75%	5,00%
3	Numărul de reuniuni ale Consiliului de Supraveghere	nr	15,00%	24	10	15,00%
4	Număr de reuniuni ale Comitetelor	nr	15,00%	17	10	15,00%
5	Stabilirea politicilor de gestionare a riscurilor	%	10,00%	DA	DA	10,00%
TOTAL INDICATORI NEFINANCIARI			50,00%			50,00%
TOTAL INDICATORI			100,00%			100,00%

12. Tarife reglementate pentru transportul energiei electrice

Cadru general

Modelul de reglementare a tarifelor de transport aplicat în prezent în România este venit plafon (eng. "revenue cap").

Modelul presupune reglementarea venitului total permis operatorului rețelei de transport și include ca obiective asigurarea premiselor necesare operării eficiente a serviciului de transport și menținerii viabilității financiare a operatorului pentru remunerarea adecvată a finanțatorilor și menținerea accesului la finanțare.

Modelul conține mecanisme de stimulare a eficienței operaționale și un cadru de rentabilitate financiară bazat pe controlul investițiilor realizate de operator (baza activelor reglementate) și o rată de rentabilitate reglementată stabilită pe baza estimării costului mediu de finanțare al operatorului.

Tarifarea serviciilor de transport al energiei electrice se realizează pe perioade de reglementare. Perioadele de reglementare reprezintă cicluri multianuale de reglementare a tarifelor (în prezent 5 ani), pe durata cărora este aplicată o metodologie de calcul al tarifelor² și pentru care este prestabilit un set complet de parametri pe orizontul perioadelor respective pentru calculația efectivă a tarifelor. Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

Stabilirea parametrilor de tarifare pe orizonturi multianuale conferă un nivel ridicat de predictibilitate și vizibilitate a investițiilor, costurilor operaționale și veniturilor Transelectrica.

În cadrul unei perioade de reglementare tarifele sunt revizuite cu frecvență anuală și rămân valabile pentru perioade de 12 luni de la data aprobării (ani tarifari).

Diferențele între valorile prognozate și cele efective ale parametrilor de calcul al tarifului pentru un anumit an tarifar sunt compensate prin intermediul unor corecții ex-post implementate în tarif în anii tarifari subsecvenți sau la începutul perioadei de reglementare imediat următoare.

În cazul anumitor componente specifice ale bazei de costuri reglementate ce se află sub incidența unor plafonări, depășirea nivelului prognozat al respectivelor costuri nu este compensată. De asemenea în cazul anumitor componente de cost, economiile realizate sunt parțial reținute de Transelectrica.

Setul de parametri de calcul este aprobat de ANRE și include:

- costurile cu operarea curentă a serviciului: costuri de operare și mentenanță controlabile și necontrolabile, consumul propriu tehnologic, congestiile interne de rețea, costurile și veniturile aferente mecanismului de compensare financiară a tranzitelor de energie electrică în cadrul ENTSO-E;
- costurile cu dezvoltarea serviciului: investițiile planificate în rețeaua de transport, programul de amortizare bazat pe durate de serviciu reglementate, rentabilitatea capitalului investit stabilită pe baza unei rate de rentabilitate reglementată aplicată bazei activelor reglementate;
- cantitatea de energie electrică tarifabilă.

Tarifele de transport sunt facturate pe baza cantităților de energie electrică activă introduse/extrase din rețelele electrice publice de pe teritoriul României, cu excepția importurilor/ exporturilor.

Transelectrica percepe tarif de transport pentru injecția în rețelele electrice publice (componenta tarifară TG) și pentru extracția din rețelele electrice publice (componenta tarifară TL).

TG nu se aplică la energia electrică produsă de centralele electrice cu capacitate instalată mică, de până la 5 MW. De asemenea TG nu se aplică la energia electrică importată. TL nu se aplică la energia electrică exportată.

² Metodologia aplicată în prezent este cea aprobată prin ordinul ANRE nr. 68/2024 cu modificările și completările ulterioare.

Tarife valabile în anul 2025

I) Tariful de transport aplicat în anul 2025

Prin Ordinul Președintelui ANRE nr.99/2024, s-au aprobat tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (T_G) și de extragere a energiei

Tabel 33: Tarif transport

Transportul energiei electrice	u.m.	Tarif aplicat în anul 2024	Tarif în vigoare de la 1 ianuarie 2025 conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024	Diferență (%)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(4)/(3)
T _G (componenta de injecție în rețele)	Lei/MWh	3,82	3,29	-13,87%
T _L (componenta de extracție din rețele)	Lei/MWh	27,72	33,03	19,16%

Începând cu data de 1 ianuarie 2025 s-a eliminat noțiunea de “tarif mediu de transport”.

Până la data de 1 ianuarie 2025, ANRE aproba o valoare medie a tarifului de transport și valorile tarifelor de injecție în rețea T_G (tarif plătit de producători) și de extracție din rețea T_L (tarif plătit de consumatori). În derularea contractelor de transport se aplică doar tarifele T_G și T_L.

Tariful mediu de transport avea doar o valoare indicativă și reprezenta un indicator al evoluției în timp

Tabel 34: Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)

Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)	
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)	3,29	2,84	0,45

Tabel 35: Tarif de extracție a energiei electrice din rețeaua de transport (TL)

Tarif de la 01 ianuarie 2025 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 99/20.12.2024, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat nonCPT (CT_nonCPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)	
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)	33,03	24,01	7,73	1,29

De asemenea, în baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.68/2024, ANRE a aprobat prin Ordinul nr.99/2024, valorile planurilor de investiții anuale ale CNTEE „Transelectrica” S.A. corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare (2025 - 2029), defalcate pe surse de finanțare cât și valoarea minimă obligatorie pentru totalul investițiilor realizate din surse

electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, conform tabelului de mai jos:

a tarifului de transport în ansamblul acestuia indiferent de modul de alocare a costurilor pe cele două tarife TG și TL.

Componentele tarifare ce alcătuiesc tarifele de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (T_L), practicate de CNTEE Transelectrica S.A., valabile de la 01 ianuarie 2025, sunt prezentate în tabelele de mai jos:

propriu pentru perioada a V-a de reglementare și valorile minime obligatorii pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare, pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A, conform tabelelor de mai jos:

Tabel 36: Valorile planurilor de investiții anuale, perioada a V-a de reglementare, defalcate pe surse de finanțare

Sursa de finanțare	U.M	Total	2025	2026	2027	2028	2029
Fonduri proprii ¹	lei	1.519.247.619	160.578.744	183.502.139	219.155.662	487.452.699	468.558.375
Venituri din alocare capacitate transfrontaliera	lei	415.251.209	129.807.692	91.873.571	33.211.246	141.047.120	19.311.580
Fonduri nerambursabile ²	lei	1.038.824.182	30.441.599	49.487.165	340.002.866	395.407.522	223.485.030
TOTAL	lei	2.973.323.010	320.828.036	324.862.875	592.369.774	1.023.907.341	711.354.984

Pentru Fonduri proprii¹ valoarea Ratei Reglementate a Rentabilității (RRR) capitalului investit, exprimată în termeni reali, înainte de impozitare, pentru perioada a V-a de reglementare este de 6,94% (stabilită prin Ordinul ANRE nr.55/2024);

În legătură cu fondurile nerambursabile² se aplică un stimulent de 0,5 puncte procentuale peste rata reglementată a rentabilității pentru mijloacele fixe aferente investițiilor în RET realizate din fonduri proprii în cadrul unor proiecte cofinanțate din fonduri europene nerambursabile, puse în funcțiune în perioada a V-a de reglementare. Acesta se va acorda la efectuarea corecției costurilor de capital de aferente

perioadei a V-a de reglementare, conform prevederilor Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice.

Valoarea minimă obligatorie pentru totalul investițiilor realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare și valorile minime obligatorii pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare, pentru Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A.

	U.M	Total	2025	2026	2027	2028	2029
Valoarea minimă obligatorie pentru investițiile realizate din surse proprii pentru perioada a V-a de reglementare (termeni reali 2024)	lei	1.374.845.978	-	-	-	-	-
Valoarea minimă obligatorie pentru investițiile realizate în rețeaua electrică de transport al energiei electrice din surse proprii pentru fiecare an al perioadei a V-a de reglementare (termeni reali 2024) ³	lei	1.291.360.576	136.491.933	155.976.818	186.282.312	414.334.794	398.274.618

³În situația în care valoarea investițiilor în rețea realizate din surse proprii depășește valoarea minimă obligatorie a acestora, ANRE aplică la valoarea depășită un

stimulent în valoare de 1% peste valoarea RRR aprobată.

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice

În baza prevederilor Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.68/2024, ANRE a aprobat prin Ordinul nr.74/2025 valorile tarifelor pentru serviciul de transport al energiei

electrice valabile de la 1 ianuarie 2026, precum și valorile planurilor de mentenanță anuale aferente perioadei a V-a de reglementare, conform tabelelor de mai jos:

Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la producători (C_CPT_P) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la producători (C_CPT_S_P) (lei/MWh)
Tarif de introducere a energiei electrice în rețeaua de transport (TG)	3,63	0,45

Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)

	Tarif de la 01 ianuarie 2026 (lei/MWh), conform Ordin ANRE nr. 74/16.12.2025, din care:	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat nonCPT (CT_nonCPT) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_C) (lei/MWh)	Componenta tarifară corespunzătoare venitului reglementat CPT suplimentar capitalizat care se recuperează de la clienții finali (C_CPT_S_C) (lei/MWh)
Tarif de extragere a energiei electrice din rețele (TL)	36,45	25,60	9,14	1,71

Valorile planurilor de mentenanță anuale ale Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. corespunzătoare perioadei a V-a de reglementare:

U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Lei (termeni reali 2024)	164.248.986	196.860.631	202.172.804	188.729.523	180.194.101

Alte elemente cheie din cadrul veniturilor liniarizate aprobate de ANRE pentru perioada V de reglementare (2025-2029) au fost recalculat în urma realizării corecției aferente anului 2024 și cunt prezentare mai jos:

- Valoarea reglementată estimată BAR la 31.12.2024 (01.01.2025) – 3.397.905.097 lei.
- Valorile costurilor de operare și mentenanță controlabile pentru fiecare an al perioadei a V-a de reglementare, sunt prezentate în tabelul următor:

OPEX Controlabil	U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Costuri supuse eficienței*	lei	298.675.558	295.688.802	292.731.914	289.804.595	286.906.549
Costuri de personal	lei	415.993.878	436.793.572	458.633.251	481.564.913	505.643.159
Costuri cercetare - dezvoltare	lei	-	1.250.000	1.250.000	1.250.000	1.250.000

*Conform Art.6 din cadrul Ordinului ANRE nr.74/2025, până la data de 1 martie 2026, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. are obligația de a transmite Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, pentru anul 2026, defalcarea costurilor de operare și mentenanță controlabile supuse eficienței, care stau la baza fundamentării tarifelor aprobate prin prezentul ordin, pe categoriile „Costuri cu mentenanța” și „Alte costuri”.

Țintele CPT aprobate de ANRE pentru perioada a V-a de reglementare sunt prezentate în tabelul de mai jos. Prețul de achiziție ex-ante a energiei electrice pentru acoperirea CPT în perioada V-a de reglementare, aprobat de ANRE, este în valoarea de 584,81 lei/MWh (termeni reali 2024). Acest preț poate fi regularizat în funcție de evoluția prețurilor pe piața de energie.

	U.M	2025	2026	2027	2028	2029
Țintă CPT	%	2,28	2,26	2,24	2,21	2,19

II) Tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicat în anul 2025

Prin Ordinele ANRE nr. 57/2024, nr. 21/2025 și nr. 60/2025 s-au aprobat tarifele pentru achiziția serviciilor

de sistem practicate de CNTEE Transelectrica SA valabile în anul 2025, conform celor de mai jos:

Serviciul de sistem	U.M	Tarif în vigoare	Diferență (%)
Ordin nr. 57/2024 (1 ianuarie - 31 mai)	lei	11,51	-
Ordin nr. 21/2025 (1 iunie – 31 august)	lei	7,04	-38,81%
Ordin nr. 60/2025 (1 septembrie – 31 decembrie)	lei	12,79	+81,69%

Ajustările în sens negativ și pozitiv ale tarifului începând cu data de 1 iunie 2025, respectiv 1 septembrie 2025, s-au efectuat în baza îndeplinirii prevederilor Art.22 și Art.23 din cadrul *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, articolele menționate prevăd următoarele:

- **Art.22** Pentru evitarea înregistrării ulterioare a unui nivel semnificativ al corecțiilor datorate modificării prețurilor de achiziție și/sau a cantităților de servicii de sistem achiziționate prevăzute la art. 2, OTS are obligația să calculeze, pentru trimestrul I, respectiv pentru semestrul I al unei perioade tarifare t-1,

Evenimente ulterioare perioadei raportate privind tariful pentru achiziția serviciilor de sistem

În baza prevederilor *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem*, aprobată prin Ordinul ANRE nr.116/2022, CNTEE Transelectrica SA a transmis la ANRE, propunerea și fundamentarea tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem începând cu data de 1 ianuarie 2026. Având în vedere cele menționate mai sus și în urma analizării elementelor de fundamentare a tarifului, ANRE a emis Ordinul nr.73/2025, prin care se aprobă tariful pentru achiziția serviciilor de sistem aplicabil de la 1 ianuarie 2026, în valoare de 14,70 lei/MWh.

diferența dintre veniturile și costurile realizate și cele prognozate, la care se adaugă valoarea corecțiilor neefectuate aferente perioadei/perioadelor anterioare, și să transmită calculul la ANRE la data de 1 mai, respectiv la data de 1 august a anului t-1;

- **Art.23** În cazul în care OTS constată că valoarea determinată conform prevederilor art. 22 prezintă o variație mai mare de „5% din veniturile prognozate pentru aceeași perioadă, acesta este obligat să transmită la ANRE și solicitarea de revizuire a tarifului pentru achiziția serviciilor de sistem, care va include valoarea determinată conform prevederilor art. 22, cu valabilitate până la sfârșitul perioade tarifare.

13. Litigii

Cele mai importante litigii cu impact asupra Companiei sunt prezentate în cele ce urmează:

- **RAAN**

În dosarul nr. **9089/101/2013**, la data de 19.09.2013, Tribunalul Mehedinți a dispus deschiderea procedurii generale a insolvenței împotriva RAAN.

La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinți a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activități Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociații SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului-verbal din 28.02.2014.

La data de 14.06.2016, s-a dispus deschiderea procedurii falimentului împotriva RAAN.

CNTEE Transelectrica SA a formulat contestație la tabelul suplimentar de creanțe, care a făcut obiectul dosarului nr. 9089/101/2013/a152 împotriva debitoarei RAAN, întrucât lichidatorul judiciar nu a înscris o creanță în valoare de 78.096.209 lei pe motiv că "aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN." Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096.209 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013. S-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe, Tribunalul Mehedinți încuviințând proba cu expertiza contabilă. Prin Hotărârea 163/20.06.2019, soluția Tribunalului Mehedinți: s-a admis excepția decăderii. S-a admis în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950.117,14 lei creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. S-a respins în rest cererile conexate. În temeiul art. 453 al. 2 C. pr. civ. obligă pârâta să plătească reclamantei 1.000 lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată în ședință publică. Document Hotărâre 163/20.06.2019. Transelectrica a declarat apel în termenul legal. La termenul din 06.11.2019, Curtea de Apel Craiova a dispus respingerea apelului Transelectrica, ca nefondat. Decizie definitivă. Hotărâre 846/06.11.2019.

În dosarul de faliment al RAAN înregistrat sub nr. 9089/101/2013, CNTEE Transelectrica SA a fost înscrisă la masa credală cu următoarele creanțe: 19.113.256 lei.

Termen continuare procedură pentru încasare creanțe, valorificare bunuri și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare: **25.03.2026**.

Pentru RAAN Compania a înregistrat o ajustare pentru deprecierea creanțelor în suma de 8.516.707 lei.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte dosare aflate în diferite stadii de judecată. Acțiuni ale RAAN împotriva CNTEE Transelectrica SA derivând din contractul nr. C137/08.04.2011.

Dosarul nr. **28460/3/2017** - Obiectul dosarului: obligarea subscrisei la plata sumei totale de 12.346.063 lei. Soluția CAB 27.09.2021: Suspendă judecata apelului până la soluționarea definitivă a dosarelor nr.28458/3/2017, nr.26024/3/2015. Soluția din data de 23.05.2022: Respinge ca neîntemeiată cererea de repunere a cauzei pe rol. Menține suspendată judecata apelului. La termenul din data de 20.05.2024 a fost admis apelul, s-a schimbat sentința apelată în sensul că: a fost admisă cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 12.346.063,10 lei, reprezentând debit principal și penalități, cu drept de recurs. Hotărâre 806/20.05.2024. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 13.11.2025 a fost admis recursul declarat de recurenta Transelectrica S.A. împotriva deciziei nr. 806 din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă. La termenul din 19.02.2026 ICCJ respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. împotriva deciziei nr. 806A din 20 mai 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. **Definitivă.**

Dosarul nr. **3694/3/2016** - Pretenții 15.698.721,88 lei. Termen de judecată la data de 08.11.2021: cauza a fost suspendată până la soluționarea definitivă a Dosarelor nr. 26024/3/2015 și nr. 28458/3/2017. Soluția 03.06.2024: s-a admis apelul, s-a schimbat în tot sentința apelată, în sensul că: s-a admis cererea de chemare în judecată. A fost obligată pârâta să plătească reclamantei suma de 12.727.101,99 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturi serie SRTF, precum și suma de 2.917.619,81 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturi serie SRTF, cu drept de recurs. Hotărâre 898/03.06.2024. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din data de 16.10.2025 ICCJ respinge recursul declarat de recurenta-pârâtă Compania

Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva deciziei civile nr. 898 A din 3 iunie 2024, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VI-a civilă, ca nefondat. Definitivă.

Suma de 15.698.722 lei a fost achitată de Companie în iunie 2024.

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosarul nr. **2494/115/2018****, înregistrat pe rolul Tribunalului Caraș Severin.

Obiectul dosarului: Prin cererea de chemare în judecată, reclamantul Municipiul Reșița solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata următoarelor sume: 2.129.765,86 lei, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016; 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018; dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Soluția Tribunalului CS: Suspendă judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, prin Primar, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenții, în temeiul art. 413 alin.(1) pct.1 C.pr.civ. Cu recurs cât timp durează suspendarea cursului judecării procesului, la instanța ierarhic superioară. Document: Încheiere - Suspendare 22.03.2021.

Suspendarea judecării cauzei s-a dispus până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 3154/115/2018* al Tribunalului Caraș Severin.

La termenul din data de 02.03.2023 s-a suspendat judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica, având ca obiect pretenții. Cu drept de recurs pe toată durata suspendării judecării.

La termenul din 27.06.2024 s-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe notele de sedință, aflate la filele 172-174, depuse de către pârâta Transelectrica SA. S-a dispus comunicarea către expert a unui exemplar de pe precizările depuse de către reclamantul Municipiul Reșița ca urmare a cererii formulate de către expert.

În data de 19.09.2024 s-a încuviințat cererea reclamantului de amânare a cauzei și s-a dispus comunicarea către acesta a unui exemplar al raportului de expertiză. S-a prorogat discutarea cu privire la onorariul definitiv al raportului de expertiză după studierea acestuia de către ambele părți. S-a amânat judecarea cauzei, față de lipsa raportului de expertiză, la data de 10.10.2024.

În data de 10.10.2024 s-a stabilit în sarcina reclamantei și pârâtei să plătească fiecare câte 1000 lei onorariu expert, s-a dispus efectuarea unui supliment de expertiză.

La termenul din 12.12.2024 s-a acordat un nou termen de judecată în vederea studierii raportului suplimentar de expertiză și formularea eventualelor obiecțiuni, de către reprezentanții părților. S-a amânat judecarea cauzei la termenele 13.02.2025, 20.02.2025 și ulterior la 27.02.2025.

La termenul din 27.02.2025, instanța a respins excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Transelectrica. A calificat excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. A respins cererea de chemare în judecată formulată de pârâta Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Transelectrica. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

La termenul din data de 29.05.2025 a fost admisă cererea de completare a dispozitivului sentinței civile nr. 150/27.02.2025, pronunțată de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** formulată de pârâta Transelectrica. S-a dispus completarea dispozitivului cu următoarea dispoziție: a fost obligată reclamanta să plătească pârâtei suma de 2500 lei cheltuieli de judecată constând în onorariu expert. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare.

Mun. Reșița a declarat apel. Termen fixat în data de **21.04.2026**.

• **ANAF**

ANAF a emis titlul executoriu nr. 13540/22.08.2017 în baza căruia au fost executate obligațiile suplimentare de plată stabilite prin Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

Compania a solicitat anularea titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017 la Curtea de Apel – dosar nr. **7141/2/2017**. Soluția pe scurt: Admite excepția necompetenței materiale a Curții de Apel București – SCAF. Declină în favoarea Judecătoriei Sector 1 București competența materială de soluționare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunțată în ședință publică din 08.02.2018. Document: Hotărâre nr.478/2018 din 08.02.2018.

În urma declinării competenței, pe rolul Judecătoriei Sector 1 a fost înregistrat **dosarul nr. 8993/299/2018** prin care Compania a contestat executarea silită pornită în temeiul titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017, care are la bază Decizia de

impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 emisă de ANAF - Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili

Solutia pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulate de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a **dosarului nr. 1802/2/2018**, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. Pronunțată în ședință publică. Document: Încheiere - Suspendare 17.04.2018.

S-a reluat judecarea cauzei iar la termenul din data de 10.10.2024 pentru comunicarea înscrisurilor depuse la dosar de către contestatoare către intimată a fost amânată judecarea cauzei la data de 21.11.2024 și ulterior pentru 06.03.2025, 17.04.2025, 19.06.2025, 02.10.2025, 13.11.2025, 04.12.2025, 19.02.2026. Următorul termen de judecată în data de **23.04.2026**.

• **CONAID COMPANY SRL**

Obiectul dosarului nr. **36755/3/2018** este Constatare refuz nejustificat încheiere act adițional contract racordare RET C154/2012 și pretenții în valoare de 17.216.093,43 lei, paguba suferită și 100.000 euro, contravaloare beneficiu nerealizat estimat.

La termenul din 03.01.2024 TMB admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescrisă. Cu apel în 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 4/2024.

Conaid Company SRL a declarat apel cu termen de judecată fixat în data de 27.03.2025. La termenul din 27.03.2025 instanța admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Transelectrica a declarat recurs. La termenul de judecată din 26.02.2026, ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE „Transelectrica” S.A. împotriva deciziei civile nr. 529A/2025 din 27 martie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă, în contradictoriu cu intimata-reclamantă CONAID COMPANY S.R.L., prin administrator judiciar C.I.I. Matache Alice Mirela. **Definitivă.**

Pentru suma de 17.216.093 lei CNTEE Transelectrica a constituit provizion în martie 2019.

• **OPCOM**

Dosar nr. **22567/3/2019** - Obiectul dosarului: acțiune în pretenții pe dreptul comun.

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr.

19533/29.07.2016, reprezentând contravaloare TVA, aferent aportului adus de catre CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societatii OPCOM SA, emisa în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții “Electricity Market Project”.

Obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778,27 lei aferenta facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 si TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019 reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

Suspendă judecata cauzei până la soluționarea definitivă a dosarului 31001/3/2017, având ca obiect acțiune în anulare hotărâre AGA Opcom (în care Transelectrica nu este parte și în care la data de 01.02.2021 s-a dispus respingerea apelurilor declarate, soluția fiind definitivă).

Soluția TMB Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare, care se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 3021/03.12.2021. Până în prezent hotărârea pronunțată în acest dosar nu a fost redactată. După redactarea și comunicarea Sentinței Civile nr. 3021/03.12.2021, Compania va putea declara apel împotriva acestei hotărâri. Transelectrica a declarat apel.

Solutia CAB conform Hotărâre nr.1532/12.10.2022: Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în 30 zile de la comunicare. Transelectrica a formulat recurs împotriva Deciziei civile nr.1532/12.10.2022 pronunțată de CAB. . În data de 19.09.2023 la ICCJ s-a admis recursul, s-a casat decizia 1532/12.10.2022 și s-a transmis cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Hotărâre 1640/19.09.2023.

Dosar nou **22567/3/2019*** cauza a fost transmisă spre rejudecare. La termenul din data de 18.02.2025, s-a respins apelul ca nefondat. Apelanta-reclamantă a fost obligată la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Hotărâre 235/18.02.2025. Transelectrica a declarat recurs.

La termenul din 24.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „TRANSELECTRICA” S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025,

pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge ca nefondat recursul incident declarat de recurenta-pârâtă Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 235 din 18 februarie 2025, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a civilă. Respinge cererile părților de acordare a cheltuielilor de judecată în recurs. **Definitivă.**

Dosar nr. **24242/3/2021** - Tribunalul București Secția a VI-a Civilă - Obiectul dosarului: Reclamanta OPCOM solicită constatare nulitate act – aport în natură.

În data de 07.11.2023 Solutia TMB pe scurt: a fost calificată excepția inadmisibilității ca apărare de fond. S-a respins cererea de chemare în judecată ca nefondată. Cu drept de a formula apel, în termen de 30 zile de la comunicare pentru părți, Hotărâre 2600/07.11.2023.

OPCOM a declarat apel. La termenul din 13.03.2025, CAB respinge apelul ca nefondat. Obligă reclamanta (OPCOM) la plata către stat a sumei de 179.550,57 lei reprezentând taxa judiciară de timbru. OPCOM a declarat recurs. La termenul din 17.02.2026 ICCJ respinge ca nefondat recursul declarat de reclamanta SOCIETATEA OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICĂ ȘI DE GAZE NATURALE - OPCOM S.A. împotriva deciziei civile nr. 423 din 13 martie 2025 pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă. **Definitivă.**

Dosarul nr. **44380/3/2024** are ca obiect: pretentii și încheiere act adițional pentru suma de 2.914.065,21, cval. servicii calculare drepturi de incasat și obligații de plata ale tranzacțiilor realizate de PRE și PPE + doabanda legală. Termen de judecată: **05.05.2026.**

• CURTEA DE CONTURI

În perioada septembrie 2023 – ianuarie 2025, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV a desfășurat o misiune de audit al conformității la nivelul CNTEE Transelectrica SA. Tema auditului de conformitate a fost „situația, evoluția și modul de administrare a patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2020-2022” la CNTEE Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării misiunii de audit, Departamentul IV al Curții de Conturi a României a emis Raportul de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025, aprobate prin Hotărârea Plenului nr. 47/23.01.2025, prin care au fost stabilite un număr de 17 recomandări cu termen de implementare 30 aprilie 2025.

La data de 11.03.2025, Compania a formulat plângere prealabilă împotriva raportului de audit de conformitate menționat mai sus.

La data de 11.06.2025, Transelectrica a primit răspunsul formulat de către CCR la plângerea prealabilă, prin care aceștia au respins plângerea prealabilă ca inadmisibilă pentru raportul de audit, și neîntemeiată în ceea ce privește hotărârea plenului.

Ca urmare a răspunsului primit de la CCR, în data de 07.08.2025 Compania a depus la Curtea de Apel București cerere de chemare în judecată (**dosar nr. 5244/2/2025**) prin care a solicitat următoarele:

- anularea Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 privind aprobarea Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și Scrisoarea către management nr. 60001/23.01.2025;
- anularea în parte a Raportului de Audit de Conformitate al CNTEE Transelectrica SA nr. 6000/23.01.2025 și a Scrisorii către management nr. 60001/23.01.2025 cu privire la recomandările prevăzute la punctele 5.1, 5.6, 5.12 parțial, 5.13 parțial, 5.14 parțial, 5.15 și 5.16.
- suspendarea efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea definitivă a prezentei cauze;
- cheltuieli de judecată.

La data de 08.09.2025, Transelectrica a solicitat instanței să dispună un termen de judecată pentru soluționarea cererii de suspendare a efectelor Hotărârii Plenului nr. 47/23.01.2025 până la soluționarea pe fond a cauzei. Instanța a fixat ca termen de judecată data de 14.10.2025, pentru soluționarea cererii de suspendare. Soluția CAB: Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată. Cu recurs în 5 zile de la comunicare, calea de atac urmând a se depune la Curtea de Apel București - Secția a VIII-a CAF. Pronunțată azi, 14.10.2025, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 1342/2025 14.10.2025.

La termen de judecată din 03.02.2026 s-a acordat termen 06.02.2026 în vederea soluționării declarației de abținere formulată de doamna judecătorească Silvia Pavelescu iar la termenul din 06.02.2026 instanța respinge ca neîntemeiată cererea de abținere de la judecarea cauzei cu nr. 5244/2/2025, formulată de doamna judecătorească Pavelescu Silvia.

Termen de judecată: **31.03.2026**

• ALTELE

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Total Electric Oltenia SA - valoare 14.085.415,27 lei, Regia

Autonomă de Activități Nucleare, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL - valoare 3.515.687,51 lei, CET Bacău, CET Govora - valoare 28.200.440,31 lei, Nuclearelectrica- valoare 1.290.533.156 lei+dobanda, CET Brașov - valoare 4.303.741,44 lei, Elsaco Energy SRL - valoare 9.198.673,80 lei, Arelco Power SRL - valoare 20.996.030,49 lei, Menarom PEC SA Galați - valoare 1.195.792,13 lei, Romelectro SA, Transenergo Com SA - valoare 6.850.000,98 lei, ENNET GRUP SRL, PET Communication - valoare 3.093,205,83 lei, ISPE, Grand Voltage SRL - valoare 8.331.444,60 lei, EXPLOCOM GK SRL -valoare 2.287.992 lei, Next

Energy Partners - valoare 8.395.132,23 lei + dobanda legala, SC ENOL GRUP SA - valoare 3.277.527,03 lei, Aderro GP Energy și alții).

Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienții și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cu privire la contractele de mandat încheiate între Companie și aceștia. Pentru aceste litigii, Compania are constituit proizion.



**Raport
Guvernanță corporativă și
responsabilitate socială**



14. Guvernanță corporativă

Regulamentul de guvernanță corporativă

Odată cu listarea acțiunilor pe piața reglementată a Bursei de Valori București („BVB”), Compania și-a însușit principiile din cadrul Codului de Guvernanță Corporativă al BVB. În conformitate cerințele BVB, Transelectrica a făcut public investitorilor Regulamentul de Guvernanță Corporativă al Companiei revizuit.

Obiectivul îl reprezintă îmbunătățirea și consolidarea elementelor și principiilor guvernanței corporative pentru protejarea acționarilor și a drepturilor acestora și pentru conformarea cu cerințele de transparență.

Regulamentul de Guvernanță Corporativă reprezintă un instrument extrem de important pentru Companie și are, în special, scopul de a reuni într-un singur document, într-o formă sintetică, principalele reguli și reglementări existente și deja aplicate de către Companie. Elementele centrale ale acestui Regulament de Guvernanță Corporativă sunt accesul la informații al investitorilor și protejarea drepturilor acționarilor.

Compania a adoptat o cultură transparentă și un model eficient de guvernanță corporativă, documentele-suport interne în materie, dar și comportamentul Companiei, sunt aliniate la noile cerințe impuse de Codul de Guvernanță Corporativă al BVB. Obligațiile de raportare în conformitate cu Noul Cod de Guvernanță al BVB sunt incluse în raportarea periodică.

Documentul este elaborat în conformitate cu principiile stabilite în Codul de Guvernanță Corporativă al BVB și se găsește pe site-ul www.transelectrica.ro, la secțiunea Relații Investitori/Guvernanța Corporativă/Codul de Guvernanță Corporativă al Companiei.

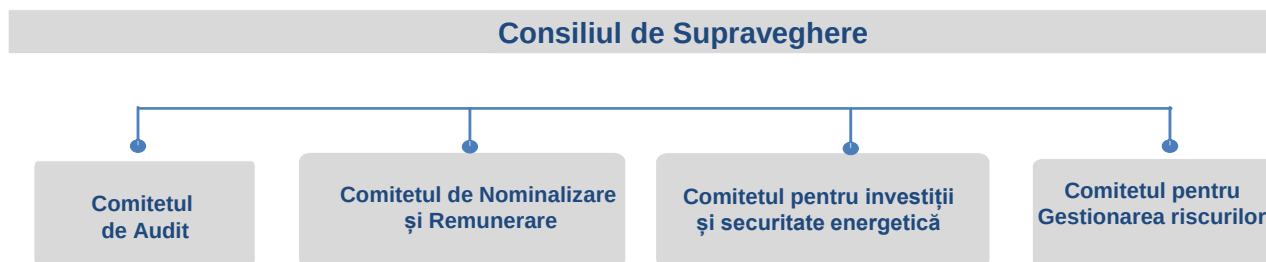
Alte documente aplicabile

Compania se conformează prevederilor legislației primare și secundare incidente pieței de capital, precum și reglementările BVB și altor organisme, respectând și aplicând și toate prevederile legislației

societăților și întreprinderilor publice, inclusiv ale unor reglementări interne și documente ale Companiei cu relevanță în acest domeniu, printre care:

- Legea nr.24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul ASF nr. 5/2018 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, cu modificările și completările ulterioare;
- Codul Bursei de Valori București Codul de Guvernanță Corporativă al BVB;
- Codul de Guvernanță Corporativă și setul de Principii Anticorupție elaborate de AmCham România, care reprezintă standarde de referință internaționale în vederea instituirii unui climat de afaceri sanătos;
- Legea societăților nr.31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare („Legea nr.31/1990”);
- OUG nr. 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare („OUG nr.109/2011”);
- Angajamentul de listare, prin care Transelectrica, la Oferta Publică Inițială (în 2006), și-a asumat respectarea drepturilor deținătorilor de valori mobiliare și asigurarea unui tratament egal pentru toți deținătorii de valori mobiliare de același tip și clasă;
- Actul constitutiv al Companiei, actualizat („Actul Constitutiv”);
- Regulamentul de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere, actualizat;
- Regulile interne ale Directoratului, actualizate;
- Codul de Etică Profesională, obligatoriu pentru toate structurile organizației, care prezintă normele etice de conduită care stabilesc și reglementează valorile corporative, responsabilitățile, obligațiile și conduita în afaceri pe baza cărora s-a dezvoltat organizația.

Figura 34: Structura Consiliului de Supraveghere la 31 decembrie 2025



Consiliul de Supraveghere

(denumit în continuare și „CS”)

Componența Consiliului de Supraveghere la data de 31.12.2025 era următoarea:

- Cătălin-Andrei Dascăl – Președinte
- Teodor Atanasiu – Membru
- Costin-Mihai Păun – Membru
- Alexandru-Cristian Vasilescu – Membru
- Rareș-Stelian Rusu - Membru
- Luminița Zezeanu - Membru
- Dumitru-Virgil Orlandea - Membru

Conform Actului Constitutiv, CS este format din șapte membri, numiți pentru o perioadă de cel mult patru ani și putând fi revocați oricând de către Adunarea Generală a Acționarilor Companiei („AGA”).

Toți membrii sunt ne-executivi, conducerea Companiei revenind, în temeiul legii și al Actului Constitutiv, Directoratului. Membrii CS se pot întruni în orice moment, dar în orice caz cel puțin o dată la trei luni.

Compania suportă costurile asigurării de răspundere profesională a membrilor CS. Valoarea sumei asigurate și a primei de asigurare au fost stabilite prin hotărâre a AGA.

În anul 2025, CS s-a întrunit ori de câte ori interesele Companiei au impus dezbateri cu privire la probleme aflate în competența sa.

Alegerea membrilor Consiliului de Supraveghere prin metoda votului cumulativ

La cererea acționarilor reprezentând, individual sau împreună, cel puțin 10% din capitalul social subscris și vărsat, Directoratul convoacă obligatoriu AGA având pe ordinea de zi alegerea membrilor CS prin aplicarea metodei votului cumulativ.

Orice acționar care deține mai puțin de 10% din capitalul social subscris și vărsat poate face, în scris, propuneri adresate Directoratului, pentru aplicarea metodei votului cumulativ, în termen de 15 zile de la data publicării în Monitorul Oficial al

României, Partea a IV-a, a convocatorului adunării generale a acționarilor ce are pe ordinea de zi alegerea membrilor CS. În acest caz, aplicarea metodei votului cumulativ pentru alegerea membrilor CS este supusă votului în cadrul Adunării Generale a Acționarilor.

Prin metoda votului cumulativ, fiecare acționar are dreptul de a-și atribui voturile cumulate – obținute în urma înmulțirii voturilor deținute de către orice acționar, potrivit participării la capitalul social, cu numărul membrilor ce urmează să formeze CS – uneia sau mai multor persoane propuse pentru a fi alese în Consiliul de Supraveghere.

În exercitarea votului cumulativ acționarii pot să acorde toate voturile cumulate unui singur candidat sau mai multor candidați. În dreptul fiecărui candidat acționarii menționează numărul de voturi acordate.

În situația aplicării metodei votului cumulativ, membrii CS în funcție la data adunării generale vor fi înscrși din oficiu pe lista candidaților pentru alegerea membrilor CS alături de candidații propuși de către acționari.

Toți candidații înscrși în lista de candidaturi vor fi supuși votului acționarilor în cadrul AGA.

Membrii CS în funcție la data adunării generale, care nu sunt reconfirmați prin vot cumulativ ca membri ai CS sunt considerați revocați din funcție prin hotărârea adunării generale.

Durata mandatului membrilor CS aflați în funcție la data adunării generale a acționarilor în cadrul căreia s-a aplicat votul cumulativ va continua în cazul reconfirmării acestora prin metoda votului cumulativ.

În situația în care două sau mai multe persoane propuse a fi alese ca membru în CS obțin același număr de voturi cumulate, este declarată aleasă ca membru persoana care a fost votată de un număr mai mare de acționari.

Criteriile de alegere a membrilor CS în situația în care două sau mai multe persoane propuse obțin același număr de voturi cumulate, exprimate de același număr de acționari, sunt stabilite de către

adunarea generală a acționarilor și precizate în procesul verbal al acesteia.

Pe parcursul anului 2025 membrii CS nu au fost aleși prin metoda votului cumulativ.

Remunerația Consiliului de Supraveghere

În cursul anului 2025, membrii Consiliului de Supraveghere au avut o indemnizație brută fixă lunară în valoare de 28.223 lei brut/lună, conform Hotărârii AGA nr. 1/28 februarie 2024.

Atribuțiile Consiliului de Supraveghere

Consiliul de Supraveghere are, în principal, următoarele atribuții:

- exercită controlul asupra modului în care Directoratul conduce Compania,
 - verifică bugetul de venituri și cheltuieli și programul de investiții pe exercițiul financiar supus aprobării adunării generale a acționarilor,
 - îndeplinește orice atribuții prevăzute de legislația specială aplicabilă în domeniul administrării întreprinderilor publice,
 - determină structura și numărul membrilor Directoratului,
 - numește și revocă membrii Directoratului și stabilește remunerația acestora,
 - verifică dacă activitatea desfășurată în numele și pe seama Companiei este în conformitate cu legea, cu actul constitutiv și hotărârile adunării generale a acționarilor,
 - prezintă adunării generale a acționarilor, cel puțin o dată pe an, un raport privind activitatea de supraveghere desfășurată,
 - reprezintă Compania în raporturile cu Directoratul,
 - aprobă regulile interne ale Directoratului,
 - verifică situațiile financiare ale Companiei,
 - verifică raportul membrilor Directoratului,
 - propune adunării generale numirea și revocarea auditorului financiar, precum și durata minimă a contractului de audit,
 - aprobă tranzacțiile Companiei cu părțile afiliate în cazurile și condițiile prevăzute de lege.
- Totodată, în cazuri excepționale, când interesul Companiei o cere, Consiliul de Supraveghere poate convoca adunarea generală a acționarilor iar anumite tipuri de operațiuni nu pot fi efectuate decât cu acordul Consiliului de Supraveghere. Acestea sunt următoarele:
- achiziția de produse, servicii și lucrări, indiferent de durată, cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
 - operațiuni având ca obiect prestarea serviciului de transport, a serviciilor de sistem și de administrare a pieței angro de energie electrică, operațiuni pentru colectarea contribuției pentru cogenerare de înaltă eficiență, operațiuni pentru plata bonusului și restituirea supracompensării/bonusului necuvenit, operațiuni de racordare la RET, de realizare a condițiilor de coexistență, de eliberare amplasament și execuție a acestor lucrări, consultanță tehnică și management de proiect, aferente acestor lucrări, operațiuni de vânzare-cumpărare a terenurilor necesare realizării noilor instalații conform contractelor de racordare la RET, precum și a terenurilor necesare căilor de acces către aceste instalații, operațiuni de constituire în favoarea Companiei a unor drepturi de uz și servitute, de suprafață, de folosință, de afectare în orice fel asupra terenurilor afectate de noile instalații conform contractelor de racordare la RET, precum și orice alte operațiuni ce se vor efectua pentru buna desfășurare a activității principale a Companiei în concordanță cu reglementările în vigoare, cu o valoare de peste 10.000.000 euro,
 - inițierea, soluționarea, exercitarea, abandonarea unor pretenții, litigiu, arbitraj, cu o valoare de peste 500.000 euro,
 - angajamente care implică obligații importante din partea Companiei, cu excepția operațiunilor prevăzute la primele două puncte, cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
 - orice act cu titlu gratuit, incluzând orice sponsorizări și donații oferite de Companie, cu valoare individual mai mare de 100.000 lei,
 - înființarea sau desființarea unor sedii secundare ale Companiei, în țară sau în străinătate, (sucursale, reprezentanțe, agenții sau alte asemenea unități fără personalitate juridică),
 - modificări ale structurii organizatorice (organigrama) a Societății și a regulamentului de organizare și funcționare.
- Totodată, membrii Consiliului de Supraveghere au îndatoriri de diligență și loialitate față de Companie și respectă această obligație dacă în momentul luării unei decizii de afaceri aceștia sunt în mod rezonabil îndreptățiți să considere că acționează în interesul Companiei. Consiliul de Supraveghere, în exercitarea atribuțiilor esențiale de control asupra modului în care Directoratul conduce Compania, precum și de verificare a activității desfășurate în numele și pe seama Companiei, are dreptul și îndatorirea să stabilească în raport cu Directoratul și Compania modalitățile de control, verificare și de

raportare pe care le consideră necesare îndeplinirii acestor atribuții.

Corelativ, Directoratul are îndatorirea să asigure la nivelul Companiei procedurile de raportare și condițiile organizatorice necesare îndeplinirii atribuțiilor de control și verificare aflate în sarcina Consiliului de Supraveghere.

Comitetele Consultative

La 31.12.2025 la nivelul Consiliului de Supraveghere sunt constituite patru comitete consultative:

- *Comitetul de audit;*
- *Comitetul de nominalizare și remunerare;*
- *Comitetul pentru investiții și securitatea energetică.*
- *Comitetul pentru gestiunea riscurilor.*

Deciziile în cadrul comitetelor consultative se iau cu majoritate de voturi. În cazul unui balotaj, Președintele comitetului are votul decisiv.

Conform regulamentului de organizare și funcționare aprobat, cel puțin un membru al fiecărui comitet creat trebuie să fie administrator independent, în înțelesul ce decurge din legea societăților, legislația și reglementările pieței de capital. În ceea ce privește comitetul de audit majoritatea membrilor trebuie să fie administratori independenți.

Orice membru al unui comitet consultativ poate convoca ședința comitetului din care acesta face parte. Convocarea ședințelor comitetelor consultative va fi transmisă fiecărui membru al comitetului în scris, prin fax sau prin poșta electronică la adresa de e-mail și numărul de fax al respectivului membru al comitetului.

Atribuțiile comitetelor din cadrul Consiliului de Supraveghere

Principalele atribuții ale comitetelor din cadrul Consiliului de Supraveghere în funcție de aria de activitate sunt:

Comitetul de nominalizare și remunerare

- formulează propuneri pentru funcția de membru al Consiliului de Supraveghere și membru al Directoratului,
- elaborează și face propuneri Consiliului de Supraveghere în ceea ce privește procedura de selecție a membrilor Consiliului de Supraveghere, a membrilor Directoratului Companiei,

- formulează propuneri privind remunerarea membrilor Directoratului Companiei și a altor funcții de conducere, cu respectarea limitelor generale ale remunerațiilor aprobate de Adunarea generală a acționarilor,
- organizează sesiuni de instruire pentru membrii CS;
- formulează propuneri de remunerare pentru funcția de membru al Consiliului de Supraveghere și membru al Directoratului, cu respectarea politicii de remunerare transmise de AMEPIP;
- sprijină Consiliul în evaluarea propriei performanțe, precum și a performanței conducerii executive.

Comitetul de audit

Comitetul de audit asistă Consiliul de Supraveghere în îndeplinirea responsabilităților sale în domeniul raportării financiare, al controlului intern și acela al administrării riscului.

Atribuții ale Comitetului de audit legate de raportarea financiară și auditul statutar:

- monitorizează procesul de raportare financiară la nivelul Companiei,
- monitorizează auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate,
- examinează în mod regulat eficiența raportării financiare,
- verifică și monitorizează independența auditorului statutar sau a firmei de audit și în special, prestarea de servicii suplimentare entității auditate,
- formulează recomandări către Consiliu privind numirea auditorului extern (auditor statutar sau firmă de audit) al Companiei privind selectarea, numirea, re-numirea și înlocuirea auditorului extern, precum și termenii și condițiile remunerării acestuia,
- monitorizează independența și obiectivitatea auditorului extern, în special prin monitorizarea rotației partenerilor în firma de audit,
- primește și analizează raportul auditorului extern cu privire la aspectele esențiale care rezultă din auditul statutar și, în special, cu privire la deficiențele semnificative ale controlului intern în ceea ce privește procesul de raportare financiară,
- sprijină Consiliul în monitorizarea credibilității și integrității informației financiare furnizată de Companie, în special prin revizuirea relevanței

și consistenței standardelor contabile aplicate de aceasta (inclusiv criteriile de consolidare).

Atribuții ale Comitetului de audit în domeniul controlului intern managerial:

- monitorizează eficacitatea sistemelor de control intern, de audit intern, după caz, și de management al riscurilor din cadrul Companiei,
- examinează în mod regulat eficiența controlului intern și sistemului de administrare a riscului adoptat de Companie,
- se asigură că analizele de audit efectuate precum și rapoartele de audit elaborate, ca urmare a acestora, sunt conforme cu planul de audit aprobat la nivelul Companiei,
- propune Consiliului modalitățile de control, verificare și de raportare necesare pentru exercitarea atribuțiilor esențiale de control asupra modului în care Directoratul conduce Compania, precum și de verificare a activității desfășurate în numele și pe seama Companiei,
- verifică îndeplinirea obligațiilor privind raportarea non-financiară la nivelul Companiei,
- îndeplinește atribuțiile prevăzute la art. 65 din Legea nr.162/2017 privind auditul statutar al situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate și de modificare a unor acte normative.

Comitetul pentru investiții și securitate energetică

- consultarea și monitorizarea implementării Strategiei și Planului de Investiții pe termen mediu, scurt și lung ale Companiei,
- consilierea și consultarea cu membrii Consiliului de Supraveghere, cu membrii Directoratului și cu conducerea executivă a Companiei, în cadrul și în corelare cu Strategia Companiei și ROF, fără a aduce atingere responsabilității membrilor Consiliului de Supraveghere, membrilor Directoratului și altor persoane care potrivit Legii Aplicabile au răspundere referitoare la conducerea și supravegherea Companiei,
- consultarea și monitorizarea implementării acțiunilor privind menținerea și creșterea securității energetice relative activităților Companiei.

Comitetul pentru gestionarea riscurilor

Comitet, nou înființat ca urmare a amplei modificări a Ordonanței de urgență a Guvernului nr.109/2011 din anul 2023, care asigură concordanța activităților de control cu riscurile generate de activitățile și

procesele care fac obiectul controlului, identifică, analizează, evaluează, monitorizează și raportează riscurile identificate, planul de măsuri de atenuare sau anticipare a acestora, alte măsuri luate de conducerea executivă.

Totodată, comitetul este responsabil cu măsurarea solvabilității Companiei, întreprindere publică, prin raportare la atribuțiile și obligațiile uzuale ale acesteia, și informează sau, după caz, face propuneri Consiliului de Supraveghere.

Activitatea comitetelor CS în anul 2025

În anul 2025 s-au desfășurat 6 (șase) ședințe ale *Comitetului de Nominalizare și Remunerare* în care membrii acestui comitet au elaborat Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare aferent anului 2024 și politica de remunerare a membrilor din conducerea executivă și neexecutivă a Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A, au evaluat pe baza rapoartelor de activitate, membrii Directoratului conform prevederilor art. 36 alin 5 din OUG 109/2011, au analizat propunerilor de modificare a alocării arilor de coordonare și au analizat aspecte ce țin de funcționarea și organizarea activității membrilor Directoratului.

În anul 2025, s-au desfășurat 7 (șapte) ședințe ale *Comitetului de Audit*, în cadrul cărora au fost verificate Situațiile financiare interimare aferente exercițiului financiar 2024, au fost verificate Bugetul de venituri și cheltuieli pe anul 2025 și estimările pentru anii 2026-2027. A fost elaborat Raportul Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA aferent anului 2024 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei și s-au verificat situațiile financiare separate/consolidate ale Companiei pentru anul 2024, însoțite de Raportul auditorului financiar. Membrii Comitetului au propus către Consiliul de Supraveghere numirea auditorului financiar al CNTEE Transelectrica SA către Consiliul de Supraveghere în vederea aprobării de către AGA. A fost avizat Raportul privind activitatea de audit public intern aferentă anului 2024 și rapoartele de audit public intern conform Planului de audit de la nivelul Companiei.

În anul 2025 s-a desfășurat o ședință a *Comitetul pentru gestionarea riscurilor* în care membrii acestui comitet au analizat: cadrul organizațional al managementului riscului, analiza riscurilor aferente activităților - în anul 2024, principalele riscuri identificate la nivel de Companie, prioritizarea

riscurilor semnificative la nivel de Companie, registrul riscurilor pentru anul 2025 pentru riscurile semnificative, ridicate, la nivel de Companie, planul de implementare a măsurilor de control 2025 pentru riscurile semnificative, ridicate, la nivel de Companie, și reanalizarea și revizuirea unor riscuri ridicate la nivelul Companiei.

În anul 2025, s-au desfășurat 3 (trei) ședințe ale *Comitetului pentru investiții și securitate energetică* în care membrii acestui comitet au analizat: termenii de referință actualizați ai Comitetului pentru Investiții și Securitate Energetică; întâlnirea OTS-urilor ENTSO-E din Europa de Sud-Est privind Green Coridor Project – ESO – MAVIR – TRANSELECTRICA, 28/05/2025, Sofia; stadiul Proiectului HVDC și al cooperării cu Partenerii în Consorțiu; planul de Continuitate a Activității; Procedura de Sistem – Asigurarea Managementului Continuității Activității Entităților Organizatorice din C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.; stadiul realizării Planului de Dezvoltare al RET 2020-2029 - soluții pentru implementarea proiectelor de investiții cu grad de realizare redus; pregătire ședința AG ENTSO-E 25 Iunie 2025, informare succintă a reprezentanților TEL în Comitetele ENTSO-E privind la cele mai relevante informații/subiecte dezbătute în ultima ședință a Comitetului; stadiul Proiectelor Europene în care TRANSELECTRICA este Partener și/sau Beneficiar și a cererilor de finanțare din Fonduri Europene; stadiul Proiectelor de Investiții finanțate din PNRR; întâlnirea OTS-urilor ENTSO-E din Europa de Sud-Est privind Green Coridor Project – ESO – MAVIR – TRANSELECTRICA, 28/05/2025, Sofia.

Directoratul

Compoziția Directoratului la data de 31.12.2025:

- Ștefăniță MUNTEANU – Președinte
- Victor MORARU -Membru
- Cătălin-Constantin NADOLU – Membru
- Vasile-Cosmin NICULA - Membru
- Florin Cristian TĂTARU– Membru

Organizarea Directoratului

Membrii Directoratului sunt numiți și revocați de Consiliul de Supraveghere. Unul dintre membrii Directoratului este numit de către Consiliul de Supraveghere Președinte al Directoratului (denumit alternativ și Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” – al Companiei), Președinte care convoacă și prezidează ședințele Directoratului și este totodată responsabil pentru buna organizare a activității Directoratului ca organ colectiv de conducere, în vederea îndeplinirii

atribuțiilor și responsabilităților ce revin, respectiv sunt, în sarcina acestuia potrivit legii aplicabile și Actului Constitutiv.

Numărul membrilor va fi determinat de CS, cu condiția ca acel număr să nu fie mai mic de trei și mai mare de șapte, numărul acestora fiind întotdeauna impar. Un membru al Directoratului va fi numit Președinte al Directoratului (denumit alternativ și Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” – al Companiei).

Remunerația Directoratului

În perioada 01 ianuarie 2025 – 31 decembrie 2025 membrii Directoratului au avut o indemnizație brută fixă lunară în valoare de 55.050 lei brut/lună.

Atribuțiile și îndatoririle Directoratului

Directoratul îndeplinește toate actele necesare și utile pentru realizarea obiectului de activitate al Companiei, cu excepția celor rezervate de lege în sarcina Consiliului de Supraveghere și a Adunării generale a acționarilor, conducerea Companiei revenindu-i în exclusivitate în temeiul Legii Aplicable.

Directoratul își exercită atribuțiile sub controlul Consiliului de Supraveghere și are îndatorirea:

- să furnizeze Consiliului de Supraveghere, cel puțin o dată la 3 (trei) luni, rapoarte scrise privind conducerea Companiei, activitatea Companiei și posibila evoluție a Companiei;
- să asigure la nivelul Companiei procedurile de raportare și condițiile organizatorice necesare îndeplinirii atribuțiilor de control și verificare aflate în sarcina Consiliului de Supraveghere.

Directoratul conduce Compania, aprobă toate operațiunile la nivelul Companiei, altele decât cele prevăzute în competența Adunării generale a acționarilor și reprezintă Compania în raport cu terții și în justiție.

Principalele îndatoriri ale Directoratului, îndeplinite sub supravegherea Consiliului de Supraveghere (CS), sunt:

- stabilește strategia, politicile de dezvoltare, politicile contabile și sistemul de control financiar ale Companiei și aprobă planificarea financiară,
- aprobă cu acordul CS structura organizatorică (organigrama) a Companiei și regulamentul de organizare și funcționare,
- supune anual Adunării generale a acționarilor raportul cu privire la activitatea Companiei, situațiile financiare pe anul precedent, proiectul

de buget și programul de investiții al Companiei pe anul în curs,

- încheie acte juridice cu terții în numele și pe seama Companiei, cu respectarea dispozițiilor Actului Constitutiv referitoare la semnătura conjunctă și cu respectarea aspectelor rezervate competenței adunării generale a acționarilor sau Consiliului de Supraveghere,
- angajează și concediază, stabilește sarcinile și responsabilitățile personalului Companiei, în conformitate cu politica de personal a Societății,
- negociază Contractul colectiv de muncă la nivelul Companiei, precum și actele adiționale la acesta, împreună cu reprezentanții salariaților,
- îndeplinește toate actele și ia măsurile necesare și utile pentru conducerea și îndeplinirea obiectului de activitate al Companiei, cu excepția celor rezervate prin lege sau prin Actul Constitutiv în sarcina adunării generale a acționarilor și a Consiliului de Supraveghere. În acest sens, Directoratul aprobă operațiunile la nivelul Companiei, altele decât cele prevăzute în competența AGA, cu obligația de a obține acordul CS pentru tipurile de operațiuni pentru care legea sau Actul Constitutiv prevăd un astfel de acord,
- aprobă mandatele reprezentanților Companiei în cadrul adunărilor generale ale acționarilor filialelor Companiei și informează CS, trimestrial, cu privire la mandatele acordate acestora,
- aprobă cu acordul CS înființarea sau desființarea unor sedii secundare (sucursale, reprezentanțe, agenții sau alte asemenea unități fără personalitate juridică),
- aprobă încheierea de către Companie de acte juridice de natura contractului de societate reglementat de Codul civil atunci când rezultatul nu este o entitate cu personalitate juridică distinctă precum și aprobarea participării Companiei ca membru în organizații interne sau internaționale,
- exercită orice competență prevăzută de lege sau delegată de către adunarea generală a acționarilor în temeiul legii,
- îndeplinește orice atribuții prevăzute de legislația specială aplicabilă în domeniul administrării întreprinderilor publice,
- duce la îndeplinire hotărârile adunării generale a acționarilor.

Directoratul informează Adunarea generală a acționarilor, cel puțin de două ori pe an cu privire la următoarele tipuri de operațiuni:

- achiziția de produse, servicii și lucrări, indiferent de durată cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
- inițierea, soluționarea, exercitarea, abandonarea unor pretenții, litigiu, arbitraj, cu o valoare mai mare de 500.000 euro,
- angajamente care implică obligații importante din partea Companiei, cu o valoare de peste 5.000.000 euro,
- credite, indiferent de durată, sub 50.000.000 euro,
- garanții pentru credite, sub 50.000.000 euro.

Directoratul are obligația de a obține acordul Consiliului de Supraveghere pentru anumite tipuri de operațiuni, pentru aceste tipuri de operațiuni Directoratul fiind în măsură să aprobe operațiunea respectivă doar după obținerea acordului Consiliului de Supraveghere.

În ipoteza unui refuz, Directoratul având și posibilitatea de a cere acordul Adunării generale ordinare a acționarilor care va decide în condițiile legii.

Adunarea Generală a Acționarilor

AGA este organul de conducere al Transelectrica, care decide asupra activității și politicii economice a Companiei. Poate fi ordinară sau extraordinară, atribuțiile sale specifice fiind prevăzute în Actul Constitutiv.

Odată cu listarea instrumentelor sale financiare pe piața reglementată administrată de BVB, Compania și-a asumat obligația de a respecta drepturile deținătorilor de instrumente financiare emise și de a le asigura acestora un tratament echitabil.

Astfel, toți deținătorii de instrumente financiare din aceeași clasă de titluri sunt tratați în mod echitabil, toate instrumentele financiare de același tip și din aceeași clasă conferindu-le deținătorilor drepturi egale.

Fiecare acțiune conferă drepturi deținătorului, așa cum au fost acestea prevăzute în Actul Constitutiv:

- dreptul la vot în AGA (o acțiune = un vot),
- dreptul de a alege și de a fi aleși în organele de conducere,
- dreptul de a participa la distribuirea profitului (dreptul la dividend).

Deținerea acțiunii certifică adeziunea de drept la Actul Constitutiv.

Toți acționarii au dreptul de a participa la AGA, de a-și exercita dreptul de vot și de a-și exprima punctul de vedere în cursul dezbaterilor.

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor are următoarele obligații și atribuții:

- discută, aprobă sau modifică situațiile financiare anuale pe baza rapoartelor prezentate de Directorat, Consiliul de Supraveghere și de auditorul financiar,
- aprobă repartizarea profitului și fixează dividendul,
- alege și revocă membrii Consiliului de Supraveghere,
- numește și demite auditorul financiar și fixează durata minimă a contractului de audit financiar,
- fixează limitele generale ale remunerațiilor membrilor Directoratului,
- fixează remunerația cuvenită pentru exercițiul în curs membrilor Consiliului de Supraveghere,
- se pronunță asupra gestiunii membrilor Directoratului și membrilor Consiliului de Supraveghere, le evaluează activitatea și îi descarcă de gestiune, în condițiile legii,
- hotărăște cu privire la acționarea în justiție a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere, după caz, pentru pagube pricinuite Companiei,
- stabilește bugetul de venituri și cheltuieli și programul de investiții pe exercițiul financiar supus aprobării,
- hotărăște cu privire la orice ținere de competență sa potrivit legislației aplicabile,
- analizează rapoartele Consiliului de Supraveghere cu privire la activitatea desfășurată,
- hotărăște cu privire la gajarea sau închirierea uneia sau mai multor unități ale Companiei.

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor se întrunește ori de câte ori este necesar a se lua o hotărâre asupra următoarelor aspecte:

- schimbarea formei juridice a Companiei,
- mutarea sediului Companiei,
- schimbarea obiectului de activitate al Companiei,
- majorarea capitalului social al Companiei,
- reducerea capitalului social al Companiei sau reîntregirea lui prin emisiune de noi acțiuni,
- fuziunea cu alte societăți,
- divizarea Companiei,
- dizolvarea anticipată a Companiei,
- conversia acțiunilor dintr-o categorie în alta,
- conversia acțiunilor nominative în acțiuni la purtător sau a acțiunilor la purtător în acțiuni nominative,

- conversia obligațiunilor dintr-o categorie în altă categorie sau în acțiuni,
- emisiunea de obligațiuni,
- încheierea de acte de dobândire, înstrăinare, schimb sau de constituire în garanție a unor active din categoria activelor imobilizate ale Companiei, a căror valoare depășește, individual sau cumulativ, pe durata unui exercițiu financiar, 20% din totalul valorii contabile a activelor imobilizate ale Companiei minus creanțele,
- orice modificări ale Actului Constitutiv sau oricare altă hotărâre pentru care este cerută aprobarea AGA.

Pe lângă competențele și atribuțiile menționate mai sus sau de lege, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor hotărăște asupra următoarelor aspecte:

- realizarea de către Companie în calitate de creditor a oricăror tipuri de împrumuturi sau obligații de tipul împrumuturilor,
- constituirea sau participarea la constituirea unor entități cu personalitate juridică distinctă, cu scop patrimonial sau nepatrimonial, precum și participarea la capitalul social al altor societăți,
- contractarea de credite, cu o durată mai mare sau egală de 5 ani, a căror valoare este mai mare sau egală cu 50.000.000 euro,
- constituirea de garanții cu o valoare mai mare sau egală cu 50.000.000 euro,
- stabilirea valorii minime a sumei asigurate și a valorii maxime a primei de asigurare pentru asigurarea de răspundere profesională a membrilor Consiliului de Supraveghere, respectiv a membrilor Directoratului.

Compania depune toate diligențele pentru facilitarea participării acționarilor la ședințele AGA, încurajează dialogul dintre acționari și membrii Consiliului de Supraveghere și / sau membrii Directoratului, precum și a exercitării depline a drepturilor acestora. Adunarea Generală a Acționarilor este mecanismul real de exercitare a tuturor drepturilor acționarilor. Convocatorul devine public în 24 ore de la momentul convocării AGA pe site-ul BVB, pe site-ul Companiei www.transelectrica.ro, și pe cel al ASF, iar în Monitorul Oficial în maxim 4 zile iar în presă în maxim 5 zile de la convocare. Similar, sunt publicate materialele supuse dezbaterii, conform ordinii de zi și a termenelor legale. Fiecare convocare a AGA cuprinde locația, data și ora la care va avea loc aceasta, la prima convocare, adresa locului unde se va ține ședința, precum și data, ora și locul celei de-a doua convocări.

Convocarea AGA menționează explicit subiectele care vor face obiectul dezbaterilor, precum și justificarea acestora. Regulile de organizare și desfășurare pentru fiecare AGA și procedurile de participare la ședințe sunt prezentate explicit direct în convocator, astfel încât să fie cunoscute de toți acționarii doritori să participe la ședință.

Compania încurajează participarea acționarilor la AGA și ia toate măsurile pentru a facilita acest lucru. Materialele supuse dezbaterii fiind publicate pe site-ul www.transelectrica.ro secțiunea Relații Investitori / AGA, acționarii sunt încurajați să adreseze întrebări privind punctele de pe ordinea de zi.

Accesul acționarilor îndreptățiți să participe la AGA este permis prin simpla probă a identității acestora, făcută, în cazul acționarilor persoane fizice, cu actul de identitate sau, în cazul persoanelor juridice și a acționarilor persoane fizice reprezentate, cu împuternicirea dată persoanei fizice care le reprezintă.

Pentru acționarii care nu pot participa, Compania pune la dispoziție posibilitatea exercitării votului:

- a) prin reprezentare, pe bază de împuternicire specială;
- b) prin corespondență;
- c) la distanță.

În cadrul AGA, acționarii vor putea vota și prin mijloace electronice, conform Legii nr. 455/2001 privind semnatura electronică, cu modificările și completările ulterioare, precum și conform reglementărilor ASF. Formularele aferente (formularul de vot prin corespondență și modelul de împuternicire specială), atât în limba română, cât și în limba engleză, sunt, de asemenea, postate pe site-ul www.transelectrica.ro secțiunea Relații investitori/AGA.

Hotărârile adoptate în AGA sunt diseminate în ziua ședinței, prin mijloace similare celor prezentate anterior pentru convocare. Rezultatele de vot sunt publicate pe website-ul Companiei în termen de maximum 15 zile de la data ținerii ședinței AGA.

Pentru a pune la dispoziția acționarilor informații relevante în timp real, Compania a creat pe website-ul propriu, www.transelectrica.ro o secțiune specială, numită Relații Investitori, ușor accesibilă și permanent actualizată. Pagina este astfel structurată încât să conțină toate informațiile necesare deținătorilor de valori mobiliare: inclusiv informații referitoare la AGA. AGA este convocată de către Directorat, ori de câte ori este necesar, în condițiile legii. În cazuri excepționale, când interesul

Companiei o cere și Consiliul de Supraveghere poate convoca AGA.

Ședințele AGA se țin în limba română.

Controlul intern

În cadrul Companiei Controlul intern managerial este reglementat de OSGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial la entitățile publice, implementarea acestuia fiind o cerință normativă imperativă în vederea adoptării unui nou tip de management în entitățile publice și întărirea responsabilității manageriale.

În cadrul Companiei, controlul intern managerial reprezintă ansamblul politicilor și procedurilor concepute și implementate de către managementul și personalul acesteia, în vederea atingerii obiectivelor generale.

Sintagma „control intern managerial” subliniază responsabilitatea tuturor nivelurilor ierarhice pentru ținerea sub control a tuturor proceselor interne desfășurate pentru realizarea obiectivelor generale și a celor specifice.

În cadrul Transelectrica, Comisia de Monitorizare funcționează în conformitate cu prevederile OSGG nr. 600/2018 privind aprobarea Codului controlului intern managerial al entităților publice.

Misiunea activității controlului intern managerial constă în asigurarea controlului administrativ în cadrul Companiei, în vederea realizării atribuțiilor Companiei la un nivel corespunzător de calitate, stabilite în concordanță cu propria ei misiune, în condiții de regularitate, eficacitate, legalitate, economicitate și eficiență.

Pentru îmbunătățirea sistemului de control managerial intern, Comisia de monitorizare coordonează procesul de actualizare a obiectivelor generale și specifice, procesul de gestionare a riscurilor, a sistemului de monitorizare a performanțelor, a situației procedurilor și a sistemului de monitorizare și de raportare, respectiv informare către Directoratul Companiei.

Controlul intern managerial are ca principale obiective:

- creșterea eficienței și eficacității funcționării Companiei
- asigurarea fiabilității informațiilor interne și externe
- conformarea cu legislația în vigoare, regulamentele și politicile interne

- asigurarea unui climat bazat pe identificarea, înțelegerea și controlul riscurilor, care să contribuie la realizarea obiectivelor.

În ceea ce privește stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern managerial în cadrul Companiei, la nivelul anului 2025 au fost elaborate Programele de Dezvoltare a Sistemului de Control intern Managerial astfel:

- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial, elaborat în data de 23.09.2025
- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial, elaborat în data de 04.12.2025

De asemenea, pentru creșterea nivelului de implementare a standardelor de control intern managerial în cadrul Companiei au fost elaborate următoarele documente:

Standardul 1 - Etică și integritate

- Codul de Etică și Conduita al Transelectrica

Standardul 2 - Atribuții, funcții, sarcini

- Procedura de sistem privind funcțiile sensibile în CNTEE Transelectrica SA,
- Lista funcțiilor sensibile și a salariilor care le dețin la nivel de entitate organizatorică,
- Inventarierea anuală a funcțiilor sensibile,
- Registrul Funcțiilor Sensibile la nivelul Companiei pentru funcțiile cu nivel de sensibilitate major,
- Regulamentul de Organizare și Funcționare al Comisiei de Monitorizare

Standardul 3 - Competență, performanță

- Servicii formare profesională în domeniul sistemului de control intern managerial,

Standardul 5 - Obiective

- Program de măsuri SMICMSSM
- Lista obiectivelor generale și specifice

Standardul 6 - Planificarea

- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial,
- Programul de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial,
- Procedura Operațională Organizarea și desfășurarea ședințelor operative

Standardul 7 - Monitorizarea performanțelor

- Stadiul realizării obiectivelor SMICMSSM

Standardul 8 - Managementul Riscului

- Decizia privind nominalizarea responsabililor cu managementul riscurilor la nivelul entităților organizatorice
- Procedura de Sistem Managementul riscului,
- Registrul riscurilor 2025, CNTEE „Transelectrica” S.A., pentru riscurile semnificative-ridicate la nivel de Companie,
- Registrul riscurilor 2025, CNTEE „Transelectrica” S.A., pentru riscurile semnificative-la nivel de Companie,
- Informarea privind desfășurarea procesului de gestionare a riscurilor și monitorizarea performanțelor la nivelul CNTEE „Transelectrica” S.A. în anul 2024,
- Tabelul C12 - prioritizarea riscurilor semnificative la nivel de Companie
- Planul de implementare a măsurilor de control 2024, pentru riscurile semnificative ridicate la nivel de Companie
- Planul de implementare a măsurilor de control 2024, pentru riscurile semnificative la nivel de Companie
- Profilului de risc și limita de toleranță la risc,
- Raportările pentru Raportul anual către Autoritatea de Supraveghere Financiară, respectiv către ANRE

Standardul 11 - Continuitatea activității

- Procedura de sistem privind Asigurarea managementului continuității activității
- Inventarierea situațiilor generatoare de întreruperi/ Plan de continuitate a activității

Standardul 13 - Gestionarea documentelor

- Procedura de Sistem privind managementul documentelor la nivelul Companiei în vederea stabilirii și aplicării unui proces unitar privind primirea, înregistrarea, circuitul, expedierea, clasarea și arhivarea acestora

Standardul 15 - Evaluarea sistemului de control intern managerial

La nivelul Companiei se analizează periodic situația centralizatoare privind stadiul implementării și dezvoltării sistemului de control intern managerial, în acest sens fiind elaborate în cadrul Companiei

- Chestionarul de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern managerial,
- Situația sintetică a rezultatelor autoevaluării și
- Raportul asupra sistemului de control managerial.

Realizarea obiectivelor în anul 2025 s-a efectuat prin aplicarea controlului intern managerial în stabilirea mijloacelor de realizare și a structurilor responsabile din cadrul Companiei (direcții, departamente, servicii, sucursale teritoriale de transport).

Elementele de perspectivă pentru anul 2026 ca și obiective conform Programului de Dezvoltare a Sistemului de Control Intern Managerial se pot enumera:

Standardul 2 - Atribuții, funcții, sarcini

- Întocmirea Politicii de gestionare a funcțiilor sensibile prin elaborarea unor măsuri, astfel încât efectele negative asupra activităților desfășurate în cadrul entității publice să fie minime

Standardul 4 - Structura organizatorică

- Actualizarea procedurii de sistem Elaborarea Regulamentului de Organizare și Funcționare – ROF
- Actualizarea procedurii de sistem Modificarea structurii organizatorice și funcționale a CNTEE Transelectrica SA

Standardul 10 - Supravegherea

- Stabilirea proiectelor de operațiuni supuse vizei CFP pentru fiecare persoană desemnată, aplicarea vizei CFP pe toate proiectele de operațiuni supuse vizei și desemnarea unei persoane care va avea responsabilitatea coordonării CFP

Standardul 12 - Informare și comunicare

- Actualizarea procedurii operaționale Utilizarea, administrarea și supravegherea portalului Intranet al CNTEE Transelectrica SA
- Actualizarea procedurii operaționale Pregătirea, organizarea și desfășurarea ședințelor Directoratului/ Consiliului de Supraveghere

Standardul 15 - Evaluarea sistemului de control intern managerial

- Elaborarea Chestionarului de autoevaluare a stadiului de implementare a standardelor de control intern managerial, Situația sintetică a

rezultatelor autoevaluării și Raportul asupra sistemului de control managerial.

Construirea unui sistem de control intern managerial solid reprezintă crearea și implementarea unui set de mecanisme și proceduri capabile să ajute atât top managementul companiei, cât și pe angajații acesteia să își stabilească coordonate concrete și complete în dezvoltarea și consolidarea Companiei pe piață.

Consolidarea unui SCIM performant este un proces de durată care necesită eforturi importante din partea întregului personal al Companiei și, în mod deosebit, din partea personalului cu funcții de conducere.

Auditul public intern

Compania are organizată activitatea de audit public intern prin structură proprie din anul 2004, fiind formată din 8 posturi (un Inspector șef și 7 auditori interni). Structura „Audit Public Intern” (API) este subordonată administrativ Directoratului Companiei și metodologic Consiliului de Supraveghere.

La nivelul Companiei, normele proprii specifice au fost întocmite și au fost avizate de către Organul Ierarhic Superior (OIS) – nr. 1911/11.06.2014. Din cele cinci filiale ale Companiei numai în trei este organizată și se desfășoară activitate proprie de audit public intern (Opcom SA, Smart SA, Teletrans SA). Filiala Formenerg SA este în curs de fuziune cu filiala Teletrans SA.

În anul 2025, la nivelul OPCOM SA, activitatea de audit public intern s-a realizat în conformitate cu prevederile normelor proprii specifice activității de audit public intern avizate de Transelectrica SA cu avizul nr. 33210 din 18.08.2025 și, ulterior, aprobate de Consiliul de Administrație al OPCOM SA, acestea fiind înregistrate la nivelul societății.

În ceea ce privește Filiala SMART SA, în exercitarea activității de audit intern au fost aplicate normele proprii avizate de structura de audit public intern din cadrul Companiei și aprobate de directorul general și respectiv Normele metodologice privind exercitarea activității de audit, avizate de structura de audit public intern din cadrul Transelectrica SA și aprobate de Președintele Consiliului de Administrație.

La nivelul structurii de Audit Public Intern din cadrul Companiei a fost identificată o activitate, respectiv cea de „audit public intern”, pentru care a fost emisă o procedură internă care a fost actualizată în cursul anului 2021.

Rolul

- acordarea consultanței și asigurărilor privind eficacitatea sistemelor de management al riscurilor, de control și de guvernanță, contribuind la obținerea plusvalorii și oferind recomandări pentru îmbunătățirea acestora;
- asistarea conducerii Companiei în realizarea obiectivelor și furnizarea evaluărilor obiective și detaliate cu privire la legalitatea, regularitatea, eficiența, economicitatea și eficacitatea activităților și operațiunilor desfășurate.

Reglementările și principiile care guvernează activitatea

- legea nr. 672/2002 privind auditul public intern, cu completările ulterioare;
- normele generale privind exercitarea activității de audit public intern (HG nr.1086/2013);
- codul privind conduita etică a auditorului intern care are scopul de a crea cadrul etic necesar desfășurării profesiei de auditor intern;
- carta auditului intern stabilește poziția structurii de audit intern în cadrul entității publice, definește sfera de activitate a auditului public intern, drepturile și obligațiile auditorilor interni;
- independența organizatorică în cadrul Companiei, pentru a nu fi supusă ingerințelor de nicio natură, începând de la stabilirea obiectivelor de audit, realizarea efectivă a lucrărilor specifice misiunii și până la comunicarea rezultatelor acesteia;
- obiectivitatea individuală, competența, conștiința profesională și pregătirea profesională continuă a auditorilor;
- integritatea, obligația de a păstra confidențialitatea și neutralitatea politică a auditorilor interni.

Planificarea activității de audit public intern

Planificarea anuală se stabilește în baza „Planului multianual de audit public intern, în conformitate cu prevederile Legii nr. 672/2002 privind auditul public intern republicată, cu HG nr. 1086/2013 pentru aprobarea Normelor generale privind exercitarea activității de audit public intern și cu Standardele Internaționale de Audit Intern.

Planul anual de audit public intern pentru anul 2025, avizat de Consiliul de Supraveghere a fost fundamentat în baza:

- ✓ Analizei riscurilor;

- ✓ Unor solicitări din partea membrilor Directoratului/Consiliului de Supraveghere;
- ✓ Fondului de timp disponibil;
- ✓ Respectarea periodicității în auditare;
- ✓ Resurselor umane implicate.

În anul 2025 la nivelul Companiei au fost efectuate 20 misiuni de audit public intern planificate, toate de tip regularitate/conformitate care au vizat următoarele domenii:

- 11 domenii specifice;
- 8 în domeniul financiar-contabil;
- în resurse umane, o misiune;

Printre obiectivele auditate în anul 2025 se pot enumera:

- Coordonarea activității CTES Companie.
- Derularea programelor/proiectelor/contractelor
- Elaborarea, analiza și avizarea studiilor, documentațiilor tehnico – economice, instrucțiunilor și procedurilor, expertiză și dezvoltarea RET;
- Protecția avertizorului de integritate;
- Transparența în procesul decizional;
- Accesul la informații de interes public;
- Întocmirea și urmărirea realizării Planului de prevenire și protecție în domeniul securității și sănătății în muncă;
- Monitorizarea stării de sănătate a personalului;
- Elaborarea și monitorizarea realizării Programului Anual de Investiții;
- Organizarea activității în cadrul proiectelor de investiții;
- Recepția activelor rezultate prin implementarea Programului Anual de Investiții;
- Elaborarea și urmărirea realizării Programului de mentenanță al Rețelei Electrice de Transport (RET);
- Programarea, derularea și raportarea serviciilor/lucrărilor strategice realizate în baza contractului de servicii/lucrări în instalațiile din gestiunea sucursalelor;
- Recepția serviciilor și lucrărilor de mentenanță a RET;
- Exploatarea parcului auto;
- Întreținerea parcului auto;
- Întocmirea propunerilor de scoatere din funcțiune a mijloacelor fixe, dezasarea și casarea bunurilor materiale, altele decât mijloacele fixe;
- Aprobarea scoaterii din funcțiune, dezasarea și casarea bunurilor materiale, altele decât mijloacele fixe;
- Finalizarea acțiunii de scoatere din funcțiune a mijloacelor fixe, dezasarea și casarea bunurilor materiale, altele decât mijloacele fixe;

- Efectuarea operațiunilor de trezorerie;
- Inventarierea bunurilor patrimoniale și înregistrarea în evidența contabilă a rezultatului inventarierii;
- Elaborarea și execuția bugetului de venituri și cheltuieli;
- Organizarea și exercitarea controlului financiar preventiv propriu;
- Stabilirea unui regim intern de numerotare a documentelor financiar – contabile;
- Evaluarea operațiunilor de constituire, urmărire, plata taxelor și impozitelor locale;
- Modul de înregistrare în evidența contabilă;
- Respectarea disciplinei de casă. Respectarea disciplinei financiare privind operațiunile de încasări și plăți în numerar;
- Acordarea și justificarea avansurilor acordate salariaților;
- Organizarea activității de inventariere;
- Efectuarea operațiunii de inventariere;
- Rezultatele operațiunii de inventariere;
- Stabilirea și modificarea drepturilor salariale și asimilate acestora, precum și a celor de altă natură, conform CCM;
- Modul de calcul și înregistrare în evidența contabilă a drepturilor salariale și asimilate acestora, precum și a celor de altă natură, conform CCM;

În anul 2025 la nivelul Companiei nu au fost efectuate misiuni de audit ad-hoc.

De asemenea, nu au fost cazuri de iregularități sau posibile prejudicii raportate prin completarea Formularului de Constatăre și Raportare a Iregularităților (FCRI).

Pentru fiecare misiune de audit public intern efectuată, entitățile auditate au întocmit și semnat „Planul de acțiune pentru implementarea recomandărilor”, unde au fost consemnate toate recomandările formulate în Rapoartele de audit public intern, responsabilii și termenele de implementare.

Totodată, în cadrul misiunilor de audit public intern derulate în cursul anului 2025 nu au fost constatate recomandări neînsușite.

Activitatea de audit public intern

Gradul de realizare al Planului de audit public intern pentru anul 2025 a fost de 100%, în cursul anului fiind formulate 60 recomandări, cu următoarele rezultate:

- 23 recomandări implementate din care;

- 21 recomandări implementate în termenul stabilit;

- 2 recomandări implementate după termenul stabilit.

- 8 recomandări neimplementate sau parțial implementate din care:

- 8 recomandări pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit;
- 0 recomandări cu termenul de implementare depășit.

- 29 recomandări neimplementate din care:

- 29 recomandări pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit;
- 0 recomandări cu termenul de implementare depășit.

La nivelul entităților subordonate Companiei, în anul 2025 au fost realizate un număr de 11 misiuni de asigurare.

În filialele Companiei au fost urmărite de asemenea un număr de 122 recomandări cu următoarele rezultate:

- 81 recomandări implementate din care:

- 81 recomandări implementate în termenul stabilit;
- 0 recomandări implementate după termenul stabilit.

- 29 recomandări parțial implementate din care:

- 26 recomandări pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit;
- 3 recomandări cu termenul de implementare depășit.

- 12 recomandări neimplementate din care:

- 5 recomandări pentru care termenul de implementare stabilit nu a fost depășit;
- 7 recomandări cu termenul de implementare depășit.

Implementarea recomandărilor făcute în cursul tuturor misiunilor de audit public intern desfășurate pe parcursul anului 2025 a vizat și a condus la:

- cunoașterea și aplicarea mai eficientă a legislației, procedurilor și instrucțiunilor aferente activităților auditate;
- identificarea și corectarea deficiențelor sancționabile de către organele de control extern;
- eliminarea aspectelor negative din activitățile auditate în vederea diminuării condițiilor de apariție a riscurilor;

- o atenție mai mare la aplicarea reglementărilor în vigoare referitoare la activitatea de resurse umane;
- o atenție mai mare la respectarea reglementărilor în vigoare referitoare la activitatea patrimonială a Companiei;
- îmbunătățirea modului de lucru referitor la urmărirea clauzelor contractuale de către responsabilii de contracte și atitudinii acestora în cazul nerespectării acestor clauze de către partenerii de contract;
- creșterea comunicării între entitățile Companiei;
- îmbunătățirea sistemului de control intern aferent entităților și activităților auditate.

În anul 2025 la nivelul Companiei nu au fost efectuate misiuni de consiliere formalizate și nici misiuni de evaluare. Cu toate acestea, structura de Audit Public Intern a acordat consiliere pe tot parcursul anului, celor care au solicitat aceasta.

Astfel, pe parcursul misiunilor efectuate s-au acordat lămuriri cu privire la diverse prevederi legale sau procedurale în vigoare, auditorii interni au răspuns cu promptitudine diverselor solicitări de clarificări din partea filialelor, sau a entităților organizatorice din cadrul Companiei.

Auditul public intern prin activitățile pe care le desfășoară, adaugă valoare atât prin evaluarea sistemului de control intern și analiza riscurilor asociate activităților auditabile, cât și prin recomandările cuprinse în raportul întocmit și transmise în scopul asigurării atingerii obiectivelor Companiei.

Aceste recomandări au determinat structurile auditate să-și perfecționeze activitățile și să-și îmbunătățească sistemul de control intern, astfel că de la un audit la altul s-au remarcat progrese semnificative.

Auditul public intern colaborează cu Comitetul de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere al Companiei privind avizarea Planului anual și multianual API, avizarea Rapoartelor API și urmărirea implementării recomandărilor.

La data întocmirii acestui raport, Raportul anual privind activitatea API pe anul 2025 este transmis în atenția Consiliului de Supraveghere și este în curs de avizare.

Declarația de conformitate cu Codul de Guvernanță Corporativă al BVB

Prevederi din Cod		Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
Secțiunea A – Responsabilități [ale Consiliului de Supraveghere]			
A.1.	TEL trebuie să aibă un regulament intern al Consiliului de Supraveghere (CS) care include termenii de referință/responsabilitățile CS și funcțiile cheie de conducere ale TEL, și care aplică, printre altele, Principiile Generale din Secțiunea A.	CS al TEL își desfășoară activitatea și are atribuțiile/competențele stabilite în baza legislației în vigoare, a Actului constitutiv, a <u>Regulamentului de organizare și funcționare al CS</u> postat pe website-ul Companiei: https://admportal.transelectrica.ro/documents/10179/100731/ROF+CS_24.10.2023.pdf/e6821301-e95b-4959-8c0f-44f65431c659	
A.2.	Prevederi pentru gestionarea conflictelor de interese trebuie incluse în regulamentul CS. În orice caz, membrii CS trebuie să notifice CS cu privire la orice conflicte de interese care au survenit sau pot surveni și să se abțină de la participarea la discuții (inclusiv prin neprezentare, cu excepția cazului în care neprezentarea ar împiedica formarea cvorumului) și de la votul pentru adoptarea unei hotărâri privind chestiunea care dă naștere conflictului de interese respectiv.	Aceste aspecte sunt stipulate și în detaliu în <u>Regulamentul de funcționare și organizare al CS.</u> – secțiunea 5.	
A.3.	CS trebuie să fie format din cel puțin cinci membri.	CS format din șapte membri Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă	
A.4.	Nu mai puțin de doi membri neexecutivi ai CS trebuie să fie independenți. Fiecare membru independent al CS trebuie să depună o declarație la momentul nominalizării sale în vederea alegerii sau realegerii, precum și atunci când survine orice schimbare a statutului său, indicând elementele în baza cărora se consideră că este independent din punct de vedere al caracterului și judecății sale.	În procesul de recrutare legat de procedura de selecție reglementată de OUG 109/2011, candidații au obligația să depună o declarație pe proprie răspundere cu privire la statutul de independent, (anexat la documentația de participare). Toți cei șapte membri CS au completat și depus declarații de independență.	
A.5.	Alte angajamente și obligații profesionale relativ permanente ale unui membru al CS, inclusiv poziții executive și neexecutive în CS unor societăți și instituții non-profit, trebuie dezvăluite acționarilor și investitorilor potențiali înainte de nominalizare și în cursul mandatului său.	Detalii - în Declarațiile de Interese postate pe website-ul Companiei, secțiunea Resurse Umane; https://www.transelectrica.ro/web/tel/declaratii-de-avere ; sau https://admportal.transelectrica.ro/web/tel/transparenta-ordin-guvern ,	
A.6.	Orice membru al CS trebuie să prezinte CS informații privind orice raport cu un acționar care deține direct sau indirect acțiuni reprezentând peste 5% din toate drepturile de vot. Această obligație se referă la orice fel de raport care poate afecta poziția membrului cu privire la chestiuni decise de CS.	Informațiile sunt cerute oricărui membru CS la data numirii prin semnarea declarației de respectare a prevederilor art. 40 din Actul Constitutiv în aplicarea art. 34 din Legea nr. 123/2012;	
A.7.	TEL trebuie să desemneze un secretar al CS responsabil de sprijinirea activității Consiliului.	Componența Secretariatului CS a fost desemnată prin Decizie CS nr. 46/2022 iar persoanele care au desfășurat activitatea în cadrul secretariatului în anul 2025 au fost: Ionela Chelu și Irina Cojocaru.	
A.8.	Declarația privind guvernanța corporativă va informa dacă a avut loc o evaluare a Consiliului sub conducerea Președintelui sau a comitetului de nominalizare și, în caz afirmativ, va rezuma măsurile cheie și schimbările rezultate în urma acesteia. TEL trebuie să aibă o politică/ghid privind evaluarea CS cuprinzând scopul, criteriile și frecvența procesului de evaluare.	TEL, în calitate de <i>întreprindere publică</i> , în ceea ce privește evaluarea membrilor organelor de conducere, este supusă dispozițiilor art.30 alin.(7) și art.34 alin.(2) din OUG nr.109/2011 <i>privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice</i> . Procedura de evaluare se raportează în mod necesar la indicatorii de performanță financiari și nefinanțari, aceștia fiind aprobați de curând prin Hotărârea Adunării Generale a Acționarilor nr. 1/15.01.2025.	
A.9.	Declarația privind guvernanța corporativă trebuie să conțină informații privind numărul de întâlniri ale CS și comitetelor în cursul ultimului an, participarea administratorilor (în persoană și în absență) și un raport al CS și comitetelor cu privire la activitățile acestora	În anul 2025 Consiliul de Supraveghere s-a întrunit în 24 de ședințe, la care au fost prezenți sau după caz reprezentați totalitatea, respectiv majoritatea membrilor. S-au desfășurat 7 ședințe ale Comitetului de Audit, 6 ședințe ale Comitetului de Nominalizare și Remunerare, o ședință a Comitetului pentru Gestiunea Riscurilor și 3 ședințe ale Comitetului pentru Investiții și Securitate Energetică	
A.10.	Declarația privind guvernanța corporativă trebuie să cuprindă informații referitoare la numărul exact de membri independenți din CS.	Toți cei șapte membri CS au completat și depus declarații de independență.	

	Prevederi din Cod	Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
A.11.	CS al TEL trebuie să înființeze un comitet de nominalizare format din membri neexecutivi, care va conduce procedura nominalizărilor de noi membri în CS și va face recomandări CS. Majoritatea membrilor comitetului de nominalizare trebuie să fie independentă.	Comitetul de Nominalizare și Remunerare este constituit în cadrul Consiliului de Supraveghere, detalierea atribuțiilor și responsabilităților fiind detaliate prin ROF al CS. Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă Majoritatea membrilor comitetului de nominalizare și remunerare sunt independenți.	
Secțiune B - Sistemul de gestiune a riscului și control intern			
B.1	CS trebuie să înființeze un comitet de audit în care cel puțin un membru trebuie să fie administrator neexecutiv independent. Majoritatea membrilor, incluzând președintele, trebuie să fi dovedit ca au calificare adecvată relevantă pentru funcțiile și responsabilitățile comitetului. Cel puțin un membru al comitetului de audit trebuie să aibă experiență de audit sau contabilitate dovedită și corespunzătoare. În cazul societăților din Categoria Premium, comitetul de audit trebuie să fie format din cel puțin trei membri și majoritatea membrilor comitetului de audit trebuie să fie independenți.	Comitetul de audit este constituit în cadrul Consiliului de Supraveghere, detalierea atribuțiilor și responsabilităților fiind detaliate prin ROF al CS. Membrii Comitetului de audit în număr de cinci sunt neexecutivi. Toți cei cinci membri din Comitetul de Audit au completat și depus declarații de independență. TEL, în calitate de <i>întreprindere publică</i> , în ceea ce privește comitetele a căror constituire este obligatorie în cadrul Consiliului, este supusă dispozițiilor art.34 din OUG nr.109/2011 <i>privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice</i> . Astfel, în cadrul Consiliului sunt constituite separat Comitetul de audit și Comitetul de gestionare a riscurilor. Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă	
B.2.	Președintele comitetului de audit trebuie să fie un membru neexecutiv independent.	Membrii Consiliului de Supraveghere, în consecință și membrii comitetelor, sunt neexecutivi. Toți cei șapte membri CS au completat și depus declarații de independență.	
B.3.	În cadrul responsabilităților sale, comitetul de audit trebuie să efectueze o evaluare anuală a sistemului de control intern.	Detalii în Raportul anual al Comitetului de Audit - Material AGOA aferent ședinței pentru aprobarea Situațiilor Financiare Anuale, publicat în secțiunea AGA pe pagina de web a Companiei.	
B.4.	Evaluarea trebuie să aibă în vedere eficacitatea și cuprinderea funcției de audit intern, gradul de adecvare al rapoartelor de gestiune a riscului și de control intern prezentate către comitetul de audit al Consiliului, promptitudinea și eficacitatea cu care conducerea executivă soluționează deficiențele sau slăbiciunile identificate în urma controlului intern și prezentarea de rapoarte relevante în atenția Consiliului.	Detalii - în Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei secțiunea AGA pe pagina de web a Companiei, respectiv https://www.transelectrica.ro/web/tel/aga .	
B.5.	Comitetul de audit trebuie să evalueze conflictele de interese în legătură cu tranzacțiile societății și ale filialelor acesteia cu părțile afiliate.	Conform Actului constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA și în aplicarea dispozițiilor Legii nr.24/2017, Consiliul de supraveghere analizează și aprobă <i>tranzacțiile semnificative</i> cu părțile afiliate. CS are obligația de a urmări implementarea la nivelul Companiei de proceduri de aprobare și implementare pentru tranzacțiile încheiate de Companie, sau subsidiarele acesteia, cu părțile implicate, astfel cum sunt aceste persoane definite de legislația și reglementările pieței de capital, precum și a celor mai bune practici pentru a asigura o corectitudine procedurală substanțială a tranzacțiilor cu părțile implicate (tranzacțiile cu sine), prin utilizarea în acest scop a criteriilor stabilite sau recomandate de legislația și reglementările pieței de capital.	
B.6.	Comitetul de audit trebuie să evalueze eficiența sistemului de control intern și a sistemului de gestiune a riscului.	Detalii – în Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei (Material aferent ședinței anuale a AGOA/29.04.2026 având pe ordinea de zi aprobarea Situațiilor Financiare anuale)	

Prevederi din Cod		Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
B.7.	Comitetul de audit trebuie să monitorizeze aplicarea standardelor legale și a standardelor de audit intern general acceptate. Comitetul de audit trebuie să primească și să evalueze rapoartele echipei de audit intern.	Detalii - în Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei (Material aferent ședinței anuale a AGOA/29.04.2026 având pe ordinea de zi aprobarea Situațiilor Financiare anuale)	
B.8.	Ori de câte ori Codul menționează rapoarte sau analize inițiate de Comitetul de Audit, acestea trebuie urmate de raportări periodice (cel puțin anual) sau ad-hoc care trebuie înaintate ulterior Consiliului.	Detalii - în Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru Gestiunea riscurilor din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE "Transelectrica" S.A. (TEL) aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei (Material aferent ședinței anuale a AGOA/29.04.2026 având pe ordinea de zi aprobarea Situațiilor Financiare Anuale	
B.9.	Niciunui acționar nu i se poate acorda tratament preferențial față de alți acționari în legătură cu tranzacții și acorduri încheiate de societate cu acționari și afiliații acestora.	Compania asigură un tratament egal pentru toți deținătorii de valori mobiliare, de același tip și clasă, și pune la dispoziția acestora toate informațiile necesare, pentru ca aceștia să-și poată exercita drepturile.	
B.10.	CS trebuie să adopte o politică prin care să se asigure că orice tranzacție a TEL cu oricare dintre societățile cu care are relații strânse a carei valoare este egală cu sau mai mare de 5% din activele nete ale TEL (conform ultimului raport financiar) este aprobată de CS în urma unei opinii obligatorii a comitetului de audit al CS și dezvăluită în mod corect acționarilor și potențialilor investitori, în măsura în care aceste tranzacții se încadrează în categoria evenimentelor care fac obiectul cerințelor de raportare.	Conform Actului constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA și în aplicarea dispozițiilor Legii nr.24/2017, Consiliul de supraveghere analizează și aprobă <i>tranzacțiile semnificative</i> cu părțile afiliate. Totodată, în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare conform art. 144 lit. B alin (4) din Regulamentul nr. 5/2018 al ASF privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, coroborat cu prevederile art. 92 ³ din Legea 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, auditorul financiar al TEL efectuează semestrial analiza tranzacțiilor cu afiliații.	
B.11.	Auditurile interne trebuie efectuate de către o divizie separată structural (departamentul de audit intern) din cadrul TEL sau prin angajarea unei entități terțe independente.	Activitatea de audit public intern la nivelul Companiei se desfășoară prin structura proprie de audit, distinct, în subordinea directă a Consiliului de Supraveghere.	
B.12.	În scopul asigurării îndeplinirii funcțiilor principale ale departamentului de audit intern, acesta trebuie să raporteze din punct de vedere funcțional către CS prin intermediul comitetului de audit. În scopuri administrative și în cadrul obligațiilor conducerii de a monitoriza și reduce riscurile, acesta trebuie să raporteze direct directorului general.	În aplicarea dispozițiilor legale și conform Organigramei TEL, structura de audit public intern raportează către Consiliul de Supraveghere – Comitetul de audit iar informația relevantă este pusă și la dispoziția Directoratului.	
Secțiunea C – Justa Recompensă și motivare			
C.1.	TEL trebuie să publice pe pagina sa de internet politica de remunerare și să includă în raportul anual o declarație privind implementarea politicii de remunerare în cursul perioadei anuale care face obiectul analizei.	Conform reglementărilor în vigoare, Compania aprobă anual în Adunarea Generală a Acționarilor Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare/Raportul de remunerare. Detalii - în Raportul Anual secțiunea Guvernanță Corporativă, inclusiv pe website-ul Companiei este publicat contractul de mandat, secțiunea AGA/Guvernanță Corporativă; Politica de remunerare – material AGOA anuala din data de 29.04.2026	
Secțiunea D – Adăugând Valoare prin Relațiile cu investitorii			
D.1.	TEL trebuie să organizeze un serviciu de Relații cu Investitorii – indicându-se publicului larg persoana/ persoanele responsabile sau unitatea organizatorică. În afară de informațiile impuse de prevederile legale, TEL trebuie să includă pe pagina sa de internet o secțiune dedicată Relațiilor cu Investitorii, în limbile română și engleză, cu toate informațiile relevante de interes pentru investitori, inclusiv:	Transelectrica are în componența sa entități organizatorice specializate atât pentru Relația cu Investitorii cât și pentru Relația cu acționarii (contact). Date și informații se pot consulta pe https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ,	
D.1.1	Principalele reglementări corporative: Actul constitutiv, procedurile privind adunările generale ale acționarilor;	Se poate consulta site-ul TEL, https://www.transelectrica.ro/regulament-de-guvernanta-corporativa , iar Procedura AGA este prezenta în fiecare	

Prevederi din Cod			Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitate)
			Convocator/completare convocator, secțiunea Relații investitori/AGA	
D.1.2	CV-urile profesionale ale membrilor organelor de conducere ale TEL, alte angajamente profesionale ale membrilor CS, inclusiv poziții executive și neexecutive în consilii de administrație din societăți sau din instituții non-profit;		Documente publice pe site-ul TEL, în secțiunea Relații investitori/Guvernanta Corporativă/Consiliul de Supraveghere și Directorat - <i>Note Biografice și CV-uri</i> ; (https://www.transelectrica.ro/web/tel/guvernanta-corporativa).	
D.1.3	Rapoartele curente și rapoartele periodice (trimestriale, semestriale și anuale) – cel puțin cele prevăzute la punctul D.8 – inclusiv rapoartele curente cu informații detaliate referitoare la neconformitatea cu prezentul Cod;		Documente relevante se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori, tab Raportări curente și Raportări periodice, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ;	
D.1.4	Informații referitoare la adunările generale ale acționarilor: ordinea de zi și materialele informative; procedura de alegere a membrilor Consiliului; argumentele care susțin propunerile de candidați pentru alegerea în Consiliu, împreună cu CV-urile profesionale ale acestora; întrebările acționarilor cu privire la punctele de pe ordinea de zi și răspunsurile societății, inclusiv hotărârile adoptate;		Documentele se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori/AGA, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/aga ,	
D.1.5	Informații privind evenimentele corporative, cum ar fi plata dividendelor și a altor distribuiri către acționari, sau alte evenimente care conduc la dobândirea sau limitarea drepturilor unui acționar, inclusiv termenele limită și principiile aplicate acestor operațiuni. Informațiile respective vor fi publicate într-un termen care să le permită investitorilor să adopte decizii de investiții;		Documentele se pot consulta pe website-ul TEL secțiunea Relații investitori, link https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ;	
D.1.6	Numele și datele de contact ale unei persoane care va putea să furnizeze, la cerere, informații relevante;		relatii.investitori@transelectrica.ro , Acționariat: Mihaela GRAMA - număr contact: +40.21.303.59.48 Relații investitori: Adrian ȘUȚA - număr contact: +40.21.303.56.67, date publice și pe website-ul TEL, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/contact-ri ,	
D.1.7	Prezentările TEL (de ex., prezentările pentru investitori, prezentările privind rezultatele trimestriale etc.), situațiile financiare (trimestriale, semestriale, anuale), rapoartele de audit și rapoartele anuale.		Documentele se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/rapoarte-periodice ,	
D.2	TEL va avea o politică privind distribuția anuală de dividende sau alte beneficii către acționari, propusă de Directorat și adoptată de Consiliul de Supraveghere, sub forma unui set de linii directoare pe care TEL intenționează să le urmeze cu privire la distribuirea profitului net. Principiile politicii anuale de distribuție către acționari vor fi publicate pe pagina de internet a TEL.		Repartizarea profitului Companiei se realizează în conformitate cu prevederile OG 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale, societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome.	
D.3	TEL va adopta o politică în legătură cu previziunile, fie că acestea sunt făcute publice sau nu. Previziunile se referă la concluzii cuantificate ale unor studii ce vizează stabilirea impactului global al unui număr de factori privind o perioadă viitoare (așa numitele ipoteze): prin natura sa, aceasta proiecție are un nivel ridicat de incertitudine, rezultatele efective putând diferi în mod semnificativ de previziunile prezentate inițial. Politica privind previziunile va stabili frecvența, perioada avută în vedere și conținutul previziunilor. Dacă sunt publicate, previziunile pot fi incluse numai în rapoartele anuale, semestriale sau trimestriale. Politica privind previziunile va fi publicată pe pagina de internet a Companiei.		Activitatea Companiei este reglementată de către Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei.	.

	Prevederi din Cod	Respectă	Respectă parțial (Motivul pentru neconformitat)
D.4.	Regulile AGA nu trebuie să limiteze participarea acționarilor la AGA și exercitarea drepturilor acestora. Modificările regulilor vor intra în vigoare, cel mai devreme, începând cu următoarea AGA;	TEL respectă toate drepturile deținătorilor de instrumente financiare emise și le asigură acestora un tratament echitabil, indiferent de numărul de acțiuni deținute și depune permanent eforturi susținute pentru a realiza o comunicare efectivă, activă și transparentă în vederea exercitării drepturilor de către acționari într-o manieră echitabilă;	
D.5.	Auditorii externi vor fi prezenți la adunarea generală a acționarilor atunci când rapoartele lor sunt prezentate în cadrul acestor adunări.	Nu există nici un fel de limitări procedurale în această privință.	
D.6.	CS va prezenta adunării generale anuale a acționarilor o scurtă apreciere asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative, precum și opinii asupra unor chestiuni supuse deciziei adunării generale	Material AGOA pentru ședința din data de 29 aprilie 2026 – Raportul Comitetului de Audit și al Comitetului pentru gestiunea riscurilor din cadrul CS al TEL aferent anului 2025 asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative ale Companiei	
D.7.	Orice specialist, consultant, expert sau analist financiar poate participa la adunarea acționarilor în baza unei invitații prealabile din partea Consiliului. Jurnaliștii acreditați pot, de asemenea, să participe la adunarea generală a acționarilor, cu excepția cazului în care Președintele Consiliului hotărăște în alt sens.	Jurnaliștii acreditați pot de asemenea, să participe la adunarea generală a acționarilor cu condiția ca aceștia să informeze în prealabil (în vederea facilitării accesului).	
D.8.	Rapoartele financiare trimestriale și semestriale vor include informații atât în limba română, cât și în limba engleză referitoare la factorii cheie care influențează modificări în nivelul vânzărilor, al profitului operațional, profitului net și al altor indicatori financiari relevanți, atât de la un trimestru la altul, cât și de la un an la altul.	Documente relevante se pot consulta pe website-ul TEL, secțiunea Relații investitori/Raportări periodice, link https://www.transelectrica.ro/web/tel/relatii-investitori ;	
D.9.	TEL va organiza cel puțin două ședințe/teleconferințe cu analiștii și investitorii în fiecare an. Informațiile prezentate cu aceste ocazii vor fi publicate în secțiunea relații cu investitorii a paginii de internet a TEL la data ședințelor/teleconferințelor.	Conform Calendarului anual de Comunicare Financiară al TEL, aprobat și transmis instituțiilor pieței de capital, BVB și ASF, Compania a stabilit în anul 2025 patru întâlniri cu analiști financiari, consultanți de plasament, brokeri și investitori pentru prezentarea rezultatelor financiare • (https://admportal.transelectrica.ro/ro/web/tel/calendar-financiar)	
D.10	În cazul în care TEL susține diferite forme de expresie artistică și culturală, activități sportive, activități educative sau științifice și consideră că impactul acestora asupra caracterului inovator și competitivității TEL fac parte din misiunea și strategia sa de dezvoltare, va publica politica cu privire la activitatea sa în acest domeniu.	Documentul poate fi consultat pe website-ul TEL, secțiunea Despre noi/ Responsabilitate socială corporativă, link: https://www.transelectrica.ro/web/tel/responsabilitate-sociala-corporativa Informații aferente acestei secțiuni se pot accesa consultând documentele din raportarea periodică anuală 2025.	

15. Responsabilitate Socială Corporativă

Politica de responsabilitate socială corporativă

Orice organizație modernă este evaluată dincolo de performanțele sale economice, calitatea managementului și politica de comunicare, și în funcție de contribuția la viața socială a comunității din care face parte.

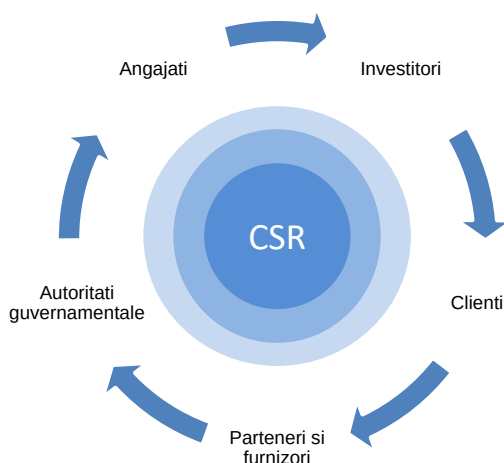
Responsabilitatea Socială este un proces de management prin care Compania dorește să contribuie la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante.

Responsabilitatea socială față de comunitate este la fel de importantă ca succesul în afaceri și, de aceea, Compania a avut în vedere pe parcursul anului 2025 corelarea politicii de Responsabilitate Socială Corporativă cu problemele sociale ale comunității unde își desfășoară activitatea, implicându-se în rezolvarea problemelor sociale și susținând creșterea accesului la educație în zonele defavorizate.

Compania ia în considerare interesele societății și se responsabilizează față de angajați, acționari, comunitate și mediu.

Responsabilitatea socială reprezintă parte integrantă a strategiei de afaceri a companiei și contribuie la consolidarea poziției de piață și păstrarea reputației.

Figura 35: Politica CSR – dialog cu părți interesate

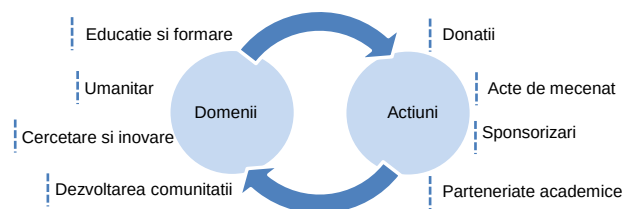


Domenii și acțiuni CSR

Responsabilitatea Socială este un proces de management prin care Transelectrica dorește să contribuie la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante. Viziunea noastră în domeniul Responsabilității Sociale Corporative este să promovăm valorile naționale precum inovația, spiritul

de echipă, respectul diversității și angajamentul. Acestea stau la baza performanței noastre.

Prin politica de responsabilitate socială corporativă, Compania se concentrează pe următoarele domenii și acțiuni cuprinse într-o strategie pe termen lung:



Educație și formare

Obiectiv: Sprijinirea tinerilor care studiază în domeniul energetic în vederea dezvoltării educaționale și profesionale a acestora.

Pentru societatea românească, tinerii sunt cea mai importantă valoare. Suntem activi în mediul universitar prin parteneriate cu asociații studențești, dar și prin alte inițiative.

- Colaborăm cu facultățile din domeniul energetic prin utilizarea laboratoarelor de cercetare și prin acordarea de burse studenților.
- Oferim studenților din domeniul energetic posibilitatea participării la activitatea Transelectrica sub forma unor vizite tehnice în cadrul companiei.

Acțiuni umanitare

Obiectiv: Sponsorizarea unor Asociații care vin în sprijinul persoanelor cu necesități medicale, din zone defavorizate și din familii cu venituri reduse sau care au nevoie de tratament medical de lungă durată.

Oamenii sunt în centrul preocupărilor noastre și încercăm întotdeauna să-i ajutăm pe cei defavorizați.

Printre cei care pot beneficia de susținerea noastră se numără și asociațiile care vin în sprijinul acestora.

Mediul înconjurător

Obiectiv: Asigurarea protecției și îmbunătățirii calității mediului și promovarea activităților care au ca efect colectarea selectivă în vederea reciclării.

Responsabilitatea socială corporativă ar putea fi percepută și ca bazându-se pe responsabilitatea socială personală, pe grija și disponibilitatea fiecărui individ de a-și construi existența în strânsă legătură cu mediul înconjurător, în contextul regăsirii în valorile promovate de companie.

Politica noastră de mediu preia angajamentul pentru derularea tuturor activităților noastre specifice în mod responsabil, acordând atenția corespunzătoare impactului asupra mediului înconjurător și dezvoltării durabile.



Aceasta include protecția mediului iar protecția mediului condiționează dezvoltarea durabilă. Cerințele și exigențele existente la nivelul Uniunii Europene impun o nouă abordare a problemelor globale de mediu, din punct de vedere al efectelor și presiunii asupra mediului și a tuturor consecințelor dezvoltării socio-economice. Concret, ne dorim ca acțiunile de responsabilitate socială corporativă să aibă ca și componentă principală, indiferent de direcția lor finală, aspecte de mediu și modalități prin care impactul de mediu al activității noastre să se reducă semnificativ.

Responsabilitatea socială față de angajați

Obiectivul Companiei cu privire la responsabilitatea socială față de angajați implică acordarea de sprijin atât angajaților Companiei cât și familiilor acestora în cazul unor probleme majore de sănătate.

Voluntariatul corporativ

Obiectiv: Realizarea unor acțiuni de voluntariat în vederea soluționării problemelor comunității.

Voluntariatul sprijinit de angajator reprezintă orice efort al Companiei de a își încuraja angajați să

participe în activități de voluntariat în comunitate și de a-i sprijini în eforturile lor de implicare.

Managementul executiv al Companiei încurajează și susține participarea angajaților în calitate de voluntari în diferite acțiuni și campanii de strângere de fonduri și propune proiecte concrete în care aceștia să-și ofere timpul și dăruirea pentru îmbunătățirea relațiilor dintre angajați prin activități de echipă.

Criterii de eligibilitate a proiectelor

Transelectrica va sprijini numai acele proiecte sau organizații care pot asigura atingerea obiectivelor stabilite de strategia de Responsabilitate Socială corporativă, amintite anterior.

Totodată Transelectrica dorește să sprijine proiectele/organizațiile cu care împărtășește aceleași valori și care dovedesc a fi benefice pentru societate.

Sponsorizările acordate de companie NU pot fi accesate de:

- Partide politice sau organizații ale căror activitate se asimilează cu cea a unui partid politic;
- Instituții publice, exceptând instituțiile de învățământ (școală, grădiniță, universitate, etc), muzeele, spitalele și alte instituții de cultură și de sănătate cu sediul în România;
- Persoane fizice sau juridice subiect al unui conflict de interese;
- Organizații/instituții care vizează obținere de profit;
- Persoane fizice sau juridice ce au fost declarate într-o situație anterioară de sponsorizare;
- Beneficiarii care sunt în stare sau pe cale de reorganizare judiciară, dizolvare, lichidare sau au activitatea suspendată;
- Beneficiarii/organizațiile care au suferit condamnări definitive pentru săvârșirea unei infracțiuni;
- Beneficiarii/organizațiile care au fost declarați într-o situație de încălcare a unui contract anterior de finanțare și/sau donație și/sau sponsorizare cu Transelectrica;
- Persoanele afiliate sau ale căror rude de până la gradul III sunt afiliate la partidele politice sau orice altă organizație cu a cărei activitate se asimilează acestora.

În conformitate cu art. XIV, din OUG nr. 2/2015, pentru modificarea și completarea unor acte normative precum și alte măsuri, este prevăzut faptul că operatorii economici prevăzuți la art. 1 din Ordonanța Guvernului nr. 26/2013 privind întărirea disciplinei financiare la nivelul unor operatori economici la care statul sau unitățile administrative teritoriale sunt

acționari unici ori majoritari sau dețin direct ori indirect o participație majoritară, aprobată cu completări prin Legea nr. 47/2014 (categorie din care face parte și Compania), care acordă donații și sponsorizări în bani, conform legislației în vigoare, respectă la acordarea acestora încadrarea în următoarele plafoane:

- minimum 40% din suma aprobată, în domeniul medical și de sănătate;
- minimum 40% din suma aprobată, în domeniile educație, învățământ, social și cultural pentru dotări cu echipamente, servicii, acțiuni sau orice alte activități în legătură cu aceste domenii, inclusiv programe naționale;
- maximum 20% din suma aprobată, pentru alte acțiuni și activități, inclusiv pentru suplimentarea celor prevăzute primele puncte.

Politica privind sponsorizările

Criterii de sponsorizare stabilite de Companie sunt:

- **Transparență:** Sponsorizarea trebuie să fie transparentă, beneficiarul acesteia să fie cunoscut, iar scopul în care va fi utilizată să fie dezvăluit și verificabil;
- **Scop:** Suma donată trebuie să contribuie la un scop relevant sectorului descris anterior;
- **Cost:** Costul necesar pentru implementarea proiectului/acțiunii supuse sponsorizării trebuie justificat și detaliat;
- **Reputația/Caracterul demn de încredere al beneficiarului:** Pe cât posibil, se va efectua o evaluare a integrității beneficiarului;
- **Cadrul strategic al sponsorizărilor:** Sponsorizările trebuie să corespundă strategiei Transelectrica;
- **Beneficii oferite Companiei:** Beneficiarul trebuie să ofere Transelectrica oportunități de vizibilitate și reciprocitate în afaceri cu impact financiar;
- **Relații anterioare cu Transelectrica:** Experiența anterioară pozitivă influențează în mod pozitiv evaluarea noii cereri.

Sponsorizarea sau donația este evaluată de către Companie potrivit criteriilor de evaluare.

- Beneficiarul trebuie să transmită un raport concis Serviciului de Responsabilitate Socială Corporativă, după încheierea procesului de Donație/Sponsorizare, menționând toate rezultatele tangibile implementate de către acesta.
- Compania trebuie să monitorizeze, în general, următoarele:
 - Respectarea contractului scris și a politicilor companiei;
 - Atingerea obiectivelor privind sponsorizarea sau donația;

- Buna gestionare și ținere a evidențelor;
- Depunerea rapoartelor;
- Beneficiile aduse Companiei și comunității.

Toate cererile de sponsorizare/donație trebuie realizate în scris și adresate Serviciului de Responsabilitate Socială Corporativă, incluzând următoarele detalii:

- Numele organizației/ beneficiarului, numărul de telefon, adresa și persoana de contact;
- Scopul acțiunii/ programului/ evenimentului pentru care se solicită sprijin, inclusiv informații de fond;
- Suma necesară;
- Rezultatele care se vor obține prin intermediul sprijinului acordat;
- Beneficiile ce rezultă din sprijinul acordat.

În consecință Transelectrica, parte a vieții publice, are îndatoriri certe față de societate.

Implicarea în comunitate este necesară nu doar pentru a ne asigura succesul comercial, ci și pentru a obține respectul comunităților în cadrul cărora ne desfășurăm activitatea, contribuind la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante.

De aceea proiectele în care alegem să ne implicăm trebuie să depășească zona de afaceri și să se apropie cât mai mult de nevoile oamenilor și a mediului înconjurător pentru a putea participa activ la îmbunătățirea calității vieții și a nivelului de trai.

Angajamentul nostru este să susținem parteneriatele strategice în aceste domenii și să convingem, prin exemplul propriu, angajați, clienți sau chiar parteneri de afaceri să ni se alăture.

Principalele proiecte CSR în 2025

În anul 2025, am ales să ne implicăm în continuare în domenii precum: educație și formare, acțiuni umanitare și de mediu, și responsabilitate față de angajați.

Suma totală pentru acțiuni de sponsorizare, mecenat, responsabilitate socială corporativă, burse etc. a fost în valoare de 4.982.950 lei, conform filei bugetului de cheltuieli și venituri rectificat aprobat pentru anul 2025.

Cheltuielile aferente anului 2025, au fost distribuite pe următoarele domenii:

- Domeniul medical și sănătate: 2.395.450 lei, (sumă care include și valoarea ajutoarelor financiare acordate persoanelor diagnosticate cu diverse afecțiuni medicale)
- Domeniul educație, învățământ, social și sport: 1.623.500 lei
- Alte activități: 964.000 lei.

Compania a decis acordarea de ajutoare financiare în valoare de 1.814.550 lei unui număr de 62 persoane diagnosticate cu diverse afecțiuni medicale, pentru acoperirea cheltuielilor de tratament.

În anul 2025, Transelectrica a continuat acțiunile de responsabilitate socială inițiate în ultimii ani și s-a implicat în programe noi, devenind din ce în ce mai vizibilă și constantă, fiind alături de asociații, organizații non-guvernamentale și unități de învățământ cu profil energetic/tehnic.

Valoarea totală a contractelor de sponsorizare în domeniile educație, învățământ, social și sport, în anul 2025, a fost 1.623.500 lei.

În consecință Transelectrica, parte a vieții publice, are îndatoriri certe față de societate. Implicarea în comunitate este necesară nu doar pentru a ne asigura

succesul comercial, ci și pentru a obține respectul comunităților în cadrul cărora ne desfășurăm activitatea, contribuind la dezvoltarea unei societăți românești durabile și performante.

În anul 2026 Transelectrica va pune în aplicare politica CSR în vederea atingerii obiectivelor stabilite, susținând categoriile defavorizate și tinerii de perspectivă și ținând cont totodată, de calitatea educației și de impactul de mediu.

Ca și în anul precedent, o altă prioritate a anului 2026 o reprezintă susținerea tinerei generații prin implicarea în dezvoltarea profesională prin acordare de burse atât studenților cât și elevilor cu rezultate deosebite din unitățile de învățământ cu profil energetic și prin utilizarea laboratoarelor de cercetare ale facultăților sau școlilor de profil.

Responsabilitatea față de mediu

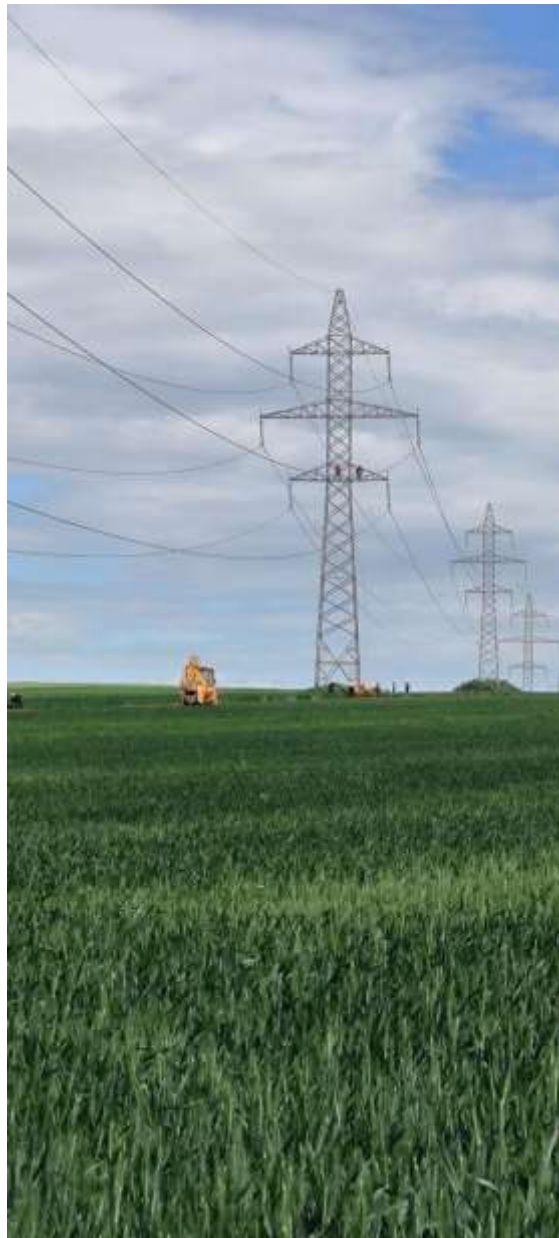
Protecția mediului înconjurător reprezintă un obiectiv important pentru Companie, în vederea dezvoltării durabile și sustenabile a Companiei. Astfel politica în domeniul protecției mediului reprezintă parte integrantă a politicii generale, având ca obiective menținerea unui sistem de management de mediu performant, prevenirea și reducerea poluării, conformarea cu cerințele legale naționale și europene și dezvoltarea durabilă.

Obiectivele de mediu pentru anul 2023 au urmărit menținerea unui sistem de management de mediu performant, prevenirea și reducerea poluării astfel încât impactul rețelei electrice de transport asupra mediului să se încadreze în limitele cerințelor naționale și europene. Atingerea obiectivelor s-a realizat prin acțiunile preventive și corective cuprinse în programul anual de management de mediu.

Pentru îndeplinirea obiectivelor, Compania a luat măsuri de reducere a impactului asupra mediului atât în activitatea de exploatare cât și în activitățile de mentenanță și de investiții, care au presupus lucrări de construcții – montaj, astfel încât, în anul 2023 nu au fost semnalate probleme deosebite privind protecția mediului.

Descrierea impactului RET asupra mediului înconjurător

Instalațiile electrice de înaltă tensiune constituite în principal din linii electrice aeriene și stații de transformare și conexiune sunt instalații cu impact semnificativ asupra mediului datorat atât complexității tehnice a instalațiilor cât și suprafețelor de teren ocupate și lungimilor de ordinul zecilor sau chiar sutelor de km, de regulă pe teritoriul mai multor județe.



În condiții normale de exploatare a instalațiilor RET, nu se evacuează poluanți în mediu. Se pot emite accidental în mediu unele substanțe chimice cu acțiune poluantă în cazul existenței unor neetanșeități ale echipamentelor, al exploatărilor greșite, al avariilor sau în momentul executării unor lucrări de construcție și mentenanță.

Identificarea și evaluarea aspectelor de mediu pentru tehnologie și construcție sunt realizate de la prima fază de proiectare. Pe baza acestora se elaborează planul de management de mediu (pentru construcție, funcționare și dezafectare instalație), care cuprinde programul de măsuri pentru prevenirea poluării și pentru reducerea impactului și programul de monitorizare al factorilor de mediu.

Aspecte de mediu legate de *construcție* sunt împărțite în cele:

➤ **fizice** care au ca modalități de manifestare (efecte):

- afectarea solului prin deschiderea unor noi căi de acces, decopertări și excavații
- ocuparea terenului cu organizarea de șantier, inclusiv depozite
- afectarea florei prin defrișarea sistematică a vegetației
- afectarea faunei (fragmentarea habitatului, electrocutări, etc.)
- afectarea păsărilor (prin construirea de obstacole aeriene amplasate pe culoarul de zbor)
- generarea de deșeuri (porțelan, sticlă, beton, metale, ulei uzat, ambalaje, moloz, etc.)
- afectarea populației și faunei prin zgomotul produs de utilajele folosite, de mijloacele de transport, etc.
- afectarea populației și faunei prin zgomotul produs de efectul Corona la instalațiile de înaltă tensiune

➤ **cele chimice** dintre care se pot enumera:

- poluarea solului și/sau a apelor prin scurgeri accidentale de combustibil, ulei și alte substanțe chimice
- poluarea aerului prin:
 - emisii de gaze de ardere (SO_x, CO_x, NO_x, COV, pulberi în suspensie) de la instalații de încălzire sau mijloace de transport
 - emisii de hexafluorură de sulf (SF₆) – scurgeri accidentale produse în timpul manipulării gazului sau datorate neetanșeităților echipamentelor
 - emisii de pulberi datorate lucrărilor de construcție-montaj

- emisii de compuși organici volatili de la vopsele și diluanți, etc.

➤ **cele socio-economice** cum ar fi perturbarea unor activități sociale, inclusiv mutarea populației

Aspecte de mediu legate de *exploatare-mentenanță* sunt împărțite în cele:

➤ **fizice** care au ca modalități de manifestare (efecte):

- ocuparea terenului cu traseele LEA și amplasamentele stațiilor
- afectarea florei prin defrișarea sistematică a vegetației
- afectarea faunei (fragmentarea habitatului, electrocutări, etc.)
- afectarea păsărilor și aparatelor de zbor (obstacole aeriene amplasate pe culoarul de zbor, coliziune, electrocutare, etc.)
- pericol de electrocutare sau arsuri prin contact sau prin căderea LEA în apropiere sau la traversări de drumuri, căi ferate, ape, clădiri, etc.
- pericol de incendiu ca urmare a deteriorării izolației sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetație uscată
- afectarea populației și faunei de zgomotul și vibrațiile produse de funcționarea sau vibrația elementelor RET
- efectele sonore și luminoase ale fenomenului Corona
- perturbații ale sistemelor de radio și televiziune produse de câmpul electromagnetic
- influențe ale câmpului electromagnetic asupra instalațiilor de telecomunicații sau a altor rețele electrice la încrucișările și apropierea de acestea
- efectele câmpului electromagnetic asupra ființelor vii.

➤ **cele chimice** dintre care se pot enumera:

- poluarea solului și/sau a apelor prin scurgeri accidentale de combustibil, ulei și alte substanțe chimice
- poluarea aerului prin:
 - emisii de gaze de ardere (SO_x, CO_x, NO_x, COV, pulberi în suspensie) de la instalații de încălzire sau mijloace de transport
 - emisii de hexafluorură de sulf (SF₆) – scurgeri accidentale produse în timpul manipulării gazului sau datorate neetanșeităților echipamentelor
 - ozon și oxizi de azot – efect corona la înaltă tensiune
 - vapori de acid sulfuric – de la baterii de acumulatori.

- **cele vizuale și psihice** prin afectarea peisajului și teama provocată de apropierea și de efectele vizuale și sonore ale RET.

Compania a luat măsuri de prevenire a poluării și de reducere a impactului asupra mediului atât în activitatea de exploatare cât și în activitățile de mentenanță și de investiții, care presupun construcții – montaj, astfel încât în anul 2025 nu au fost semnalate probleme deosebite privind protecția mediului.

Indicatori de impact

Tabel 37: Suprafața ocupată de linii și stații electrice

Entitate	Fără zonă de siguranță [m2]		Cu zonă de siguranță [m2]	
	Stații	LEA	Stații	LEA
Total 2025	3.995.212	2.890.762	6.954.130	485.054.865
Total 2024	3.995.286	2.709.056	7.093.750	551.312.906
Total 2023	3.988.066	2.893.289	7.137.572	551.176.743

Surse de poluare a solului, apelor subterane și terestre

Din exploatarea normală a instalațiilor RET nu sunt evacuate pe sol, în apele subterane sau terestre niciun fel de noxe. Pot apărea poluări accidentale datorate neetanșeităților/spargerii echipamentelor care conțin substanțe periculoase sau ulei electroizolant sau defecțiunilor apărute la instalațiile de regenerare/alimentare/ evacuare ulei în/din echipamente.

De asemenea pot apărea scurgeri de ulei/combustibil auto de la utilajele și mijloacele de transport în timpul executării lucrărilor de construcții și mentenanță (uleiul scurs în mediu a fost reținut cu pământ absorbant, biodegradabil).

Surse de poluare a aerului

Emisii directe

În timpul activităților de construcție, mentenanță și de exploatare normală a instalațiilor RET nu sunt evacuate în atmosferă cantități semnificative de poluanți.

În perioada de construcție, de mentenanță și de operare normală a instalațiilor RET pot rezulta următoarele emisii în atmosferă: pulberi în suspensie - în timpul lucrărilor de construcție, gaze de ardere - de la mijloacele auto, grupurile electrogene și de la centralele termice, ozon în cantități neglijabile (efectul Corona), hexafluorură de sulf - ca urmare a neetanșeității echipamentelor sau manipulării neadecvate a gazului.

În condițiile unor incendii sau explozii pot rezulta gaze de ardere (SOx, COx, NOx, COV, pulberi în suspensie, etc.).

Din punct de vedere al impactului asupra mediului, în anul 2025:

- nu au fost poluări accidentale cu impact semnificativ asupra mediului;
- nu au fost reclamații privind mediul;
- deșeurile generate au fost eliminate/valorificate în procent de 89,77%, restul deșeurilor fiind stocate.

LEA de înaltă tensiune generează poluarea atmosferei cu ozon și oxizi de azot ca urmare a descărcărilor Corona care apar în jurul conductoarelor active, mai ales pe timp ploios. Aportul suplimentar al acestor substanțe poluante la fondul existent nu este major și nu poate conduce la depășiri ale valorilor de prag de informare legal, nivel dincolo de care există un risc pentru sănătatea umană.

Surse de ape uzate

Din procesul de transport al energiei electrice nu rezultă ape uzate tehnologice. Apele uzate generate pe amplasamentul instalațiilor RET sunt *ape uzate menajere* provenite din activitatea umană (se evacuează direct în canalizarea orășenească sau se vidanjează și se transportă la o stație de epurare ape uzate urbane sau se epurează local în microstații de epurare și se evacuează pe sol sau în ape terestre), *ape pluviale* colectate în cuvele echipamentelor cu ulei și în căminele platformelor betonate pentru depozitarea deșeurilor și echipamentelor (pot să conțină ulei provenit din scurgeri) ce sunt epurate mecanic în separatoare apă - ulei și evacuate în canalizarea orășenească sau vidanjate și transportate la o stație de epurare ape uzate urbane sau evacuate pe sol sau în ape terestre cu respectarea limitelor maxime admisibile pentru poluanții evacuați în mediu.

Generarea de deșeuri

Din activitatea de transport al energiei electrice nu rezultă în mod direct deșeuri. Deșeurile rezultă din activitatea de construcție, mentenanță și din activitatea umană. Cantitățile de deșeuri sunt diferite de la an la an, în funcție de volumul lucrărilor de investiții și de mentenanță.

Deșeurile generate s-au eliminat/valorificat cu firme autorizate.

Câmpul electromagnetic generat de instalațiile RET

Stațiile electrice de transformare/conexiune și liniile electrice aeriene de 220kV și 400kV au impact relativ restrâns asupra vecinătăților, existent doar în jurul instalațiilor RET. O mare parte din efectele perturbatoare sunt datorate inducției electrice (în obiectele sau structurile metalice neconectate la pământ) și fenomenelor de interferență.

Tabel 38: Gestionarea deșeurilor

An	Deșeuri generate (t)	Deșeuri valorificate (t)	Deșeuri eliminate (t)	Deșeuri stocate (t)	Indicator de gestionare deșeuri: deșeuri eliminate, valorificate/deșeuri generate
2025	21.717,59	14.775,82	6.625,08	627,20	89,77%
2024	10.341,65	8.550,89	3.174,29	6.048,96	71,54%
2023	6.061,9	2.117,5	2.653,8	1.290,6	78,70%

Poluarea fonică

În perioada de construcție se poate produce zgomot datorită execuției lucrărilor și funcționării echipamentelor și mijloacelor auto. În timpul operării poluarea fonică este datorată zgomotului produs de funcționarea, vibrația instalațiilor RET sau de descărcările Corona din spațiul din jurul conductoarelor active.

Nivelul de zgomot produs de efectul Corona la o distanță de 25 m de conductorul activ variază între 53 dB pe timp ploios și 33 dB pe timp frumos.

Impactul asupra faunei

Impactul asupra faunei este semnificativ în special asupra păsărilor, manifestându-se prin coliziunea sau electrocutarea acestora de către instalațiile RET în culoarele de migrație sau în zonele protejate.

Principalele culoare de migrație ale diverselor tipuri de păsări au fost identificate în zonele Banat, Dobrogea și Delta Dunării.

• Impactul asupra vegetației

Impactul asupra vegetației este determinat de ocuparea definitivă sau temporară a terenurilor și de îndepărtarea vegetației care depășește o anumită înălțime, din zonele de siguranță ale instalațiilor RET, pentru evitarea apariției incendiilor. Acest impact poate fi semnificativ doar în zonele protejate.

Măsurile efectuate pentru prevenirea și/sau limitarea impactului asupra mediului.

Soluțiile constructive adoptate pentru realizarea liniilor și stațiilor electrice de înaltă tensiune asigură protecția corespunzătoare împotriva efectelor datorate expunerii organismelor vii la câmpul electromagnetic precum și diminuarea impactului acestor instalații asupra mediului înconjurător.

Conform studiilor efectuate de instituții de specialitate în vecinătatea liniilor aeriene de 220kV și 400kV, intensitatea câmpului electric scade cu distanța, astfel încât la o distanță de cca 25 – 30 m de axul liniei, intensitatea câmpului este zero.

Principalele măsuri efectuate în cursul anului 2025 pentru prevenirea și/sau limitarea impactului asupra mediului au fost în privința:

- *executare lucrări de:*
 - construcție sau mentenanță a rețelelor de canalizare pentru ape uzate menajere și/sau pluviale;
 - montare separatoare apă-ulei la cuvele echipamentelor cu ulei și la platformele de depozitare;
 - construcție platforme betonate pentru depozitarea temporară a echipamentelor și deșeurilor;
 - mentenanță echipamentelor cu ulei sau SF6 pentru prevenirea scurgerilor;
 - vopsirea stâlpilor liniilor electrice aeriene (LEA) în culori adecvate peisajului;
 - defrișare/întreținere coridoare de siguranță pentru LEA;
 - refacere/amenajare terenuri pentru aducerea la starea (inițială după finalizarea lucrărilor).
- *achiziții de servicii privind:*
 - monitorizarea calității apelor uzate din stațiile și sediile Companiei și propunerea de soluții de reducere a poluării conform cerințelor din autorizațiile de mediu și de gospodărire a apelor;
 - evaluarea influenței instalațiilor din Rețeaua Electrică de Transport asupra calității aerului prin monitorizarea emisiilor de poluanți în atmosferă;
 - colectarea, sortarea, transportul și valorificarea/eliminarea deșeurilor.

- *elaborare planuri de management de mediu pentru proiectele de mentenanță, rețehnologizare / modernizare.*



9,2 mil. lei

Cheltuieli protecția mediului

Cheltuielile totale pentru protecția mediului, incluse în cheltuielile de exploatare, mentenanță și investiții, au fost de 9,2 mil lei (aproximativ 1,8 mil euro).

Conformarea cu cerințele legale

Obiectivele din gestiunea Companiei (272 obiective: stații electrice de transformare și conexiune, linii electrice aeriene, sedii, etc., autorizate sau în curs de autorizare/ reautorizare) funcționează conform cerințelor legale privind protecția mediului, gradul de autorizare fiind de 100% (8 de autorizații de mediu).

Lucrările de mentenanță și investiții au fost executate conform cerințelor legale și de reglementare (avize și/sau acorduri de mediu și avize de gospodărire a apelor, după caz).

Deșeurile generate au fost gestionate conform cerințelor legale și eliminate/valorificate cu firme autorizate, fiind plătite totodată și taxe la Fondul pentru Mediu. Au fost îndeplinite toate măsurile dispuse de autoritățile de reglementare și control în domeniul protecției mediului și gospodăririi apelor.

Au fost monitorizați factorii de mediu (aer, apă, sol, zgomot, câmp electromagnetic, deșeuri) conform cerințelor din documentele de reglementare privind mediul și gospodărirea apelor;

Au fost raportate corect și la timp toate informațiile de mediu conform cerințelor legale, de reglementare și a celor rezultate în urma controalelor efectuate de autoritățile de reglementare și control.

Activități propuse an 2026

Printre principalele servicii și lucrări pentru prevenirea și/sau limitarea impactului asupra mediului, propuse pentru anul 2026 se pot enumera:

- servicii de curățare și verificare tehnică periodică a separatoarelor de produse petroliere existente în stațiile electrice;
- servicii pentru reactualizarea documentațiilor tehnice necesare reînnoirii autorizațiilor de gospodărire a apelor pentru obiectivele Transelectrica SA;
- servicii de mentenanță și reparații la stațiile de epurare biologică a apelor uzate menajere;
- servicii de colectare, transport și valorificare/eliminare a deșeurilor rezultate în urma lucrărilor (DEEE, deșeuri izolatori etc);
- lucrări de refacere a cadrului natural afectat de lucrările efectuate în obiectivele din cadrul Companiei;
- lucrări pentru menținerea culoarelor de siguranță pentru LEA;
- lucrări de mentenanță și reparații pentru prevenirea pierderilor de SF₆;
- servicii de vidanjare fose septice din stațiile Companiei;
- studii și cercetări privind monitorizarea calității apelor uzate din stațiile și sediile Companiei.





Anexe

Anexa 1 - Acte constitutive modificate în anul 2025

- La data prezentului raport nu există acte constitutive modificate în anul 2025.

Anexa 2 - Actele de numire/revocare emise în anul 2025

Directorat

- La momentul elaborării prezentului raport nu există acte de numire/revocare ale Directoratului Companiei.

Consiliul de Supraveghere

- La momentul elaborării prezentului raport nu există acte de numire/revocare ale Consiliului de Supraveghere.

Anexa 3 - Contracte importante încheiate de societate în anul 2025

RAPORT conform HAGEA nr. 4/29.04.2015 privind contractele semnate în anul 2025 pentru achiziția de bunuri, servicii și lucrări, a căror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achiziție (pentru achizițiile de bunuri și lucrări) și respectiv de 100.000 Euro/achiziție (pentru servicii)

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
			Luni	Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 1317/2025	Trecerea la 400 kV a stației Teleajen și rețehnologizarea stației 110 kV Teleajen	40	161.946	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
2	C 1475/2025	LEA 400 kV Suceava - Bălți pentru porțiunea de proiect pe teritoriul României	52	133.428	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
3	C 1232/2025	Stația electrică 400 kV Stâlp și modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlp - lucrări	24	95.331	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
4	SB 11/2025	Mentenanță majoră a LEA 220 kV Cluj - Florești - Alba Iulia și stâlp antenă (execuție)	36	17.042	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
5	C 1465/2025	RC LEA 400 kV Porțile de Fier - Slatina	36	9.075	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
6	PT 5/2980/2025	Montare dispozitive antigalopare pentru diminuare efecte galopare conductoare active pe lea 400 kV s.c. Slatina-Dragănești Olt și LEA 220 kV d.c. Slatina- Grădiște	12	5.304	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
7	C 1519/2025	Program pentru calculul off-line al curenților de scurtcircuit, verificarea reglajelor protecțiilor, determinarea echivalenților de sistem și simularea scenariilor de defect în rețele electrice	38	3.295	0	Furnizare	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
8	TM 12/2025	Reconductorare ax LEA 220 kV Urechești, Târgu Jiu Nord - Paroșeni - Baru Mare - Hăsdar (proiectare)	18	2.706	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
9	C 1235/2025	Servicii de audit financiar pentru anul 2024	12	1.095	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
10	C 1845/2025	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad, (Etapa III)	36	185.213	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
11	C 1592/2025	Stația 220 kV Ostrovu Mare	24	76.944	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achizitie
			<i>luni</i>	<i>Mii Lei</i>	<i>Mii Euro</i>			
12	BC 12/2025	Modernizare sistem de comandă - control - protecție - metering 220 kV 110 kV în stația 220/110/20 kV și rețehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	24	39.858	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
13	C 1723/2025	Achiziție și montare bobină de compensare în stația 400kV Porțile de Fier	24	28.945	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
14	C 1827/2025	Serviciul de consultanță de specialitate pentru lucrări/servicii în LEA 110 - 750 kV	48	11.116	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
15	SB 16/2025	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA 220-400 kV din zone cu vegetație arboricolă (STT Sibiu)	36	4.166	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
16	BA 16/2025	Mărirea capacității de transport lea 220 kV Gutinaș-Dumbrava (proiectare)	12	3.569	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
17	C 1708/2025	Inspekția aeriană multispectrală a liniilor electrice aeriene (LEA) 110-220-400-750 kV	36	2.892	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
18	BA 17/2025	Marirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava-Stejaru (proiectare)	12	2.145	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
19	TM 15/2025	Servicii de întreținere a culoarului de trecere a LEA din zone cu vegetație arboricolă	24	1.750	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
20	SB 12/2025	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Fântânele - Ungheni (proiectare)	9	1.447	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
21	C 1682/2025	Studiul de adecvanță a SEN pentru orizontul 2030, în noul context legislativ european privind tranziția către energia regenerabilă	8	999	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
22	TM 36/2025	Realizarea LEA 400 kV Nădab-Bekescsaba circ.2 și lucrări conexe în stația 400 kV Nădab (proiectare)	9	980	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
23	BC 16/2025	Modernizare sistem comandă, control, protecție și automatizare în stația 400/220/110/10kV Bucuresti Sud (proiectare)	10	722	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
24	C 1846/2025	Subscripție de licențe autocad	36	646	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
25	PT 6/3779/2025	Servicii de reparații și mentenanță pentru subsistemele de detecție și semnalizare la incendiu și subsisteme de localizare și stingere automată a incendiilor, din obiectivele aparținând stt pitești: stația Arefu, stația Stupărei, stația Răureni, stația Slatina/CE Slatina	36	598	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
26	CR 1753/2025	Modernizare SCCPA stația 220/110 kV Ișalnița (proiectare)	8	586	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
27	C 2097/2025	Construirea unei noi linii electrice aeriene (lea) de 400 kv simplu circuit (s.c.) Gădălin - suceava, inclusiv interconectarea la sen	69	688.355	0	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
28	SB 20/2025	servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele STT Sibiu	36	13.765	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG	Licitație deschisă

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
			luni	Mii Lei	Mii Euro			
							394/2016	
29	PT 27/7439/2025	Servicii de întreținere a culeorilor de trecere a lea 220-400kv din zone cu vegetație arboricolă	36	6.228	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
30	C 2270/2025	Proiect pilot digitel power of the future – trecerea lea 400 kv Isaccea-Tulcea vest de la simplu circuit la dublu circuit (proiectare)	36	3.379	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
31	BA 35/2025	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele stt bacău	6	2.673	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă la o procedură concurențială de ofertare
32	C 2114/2025	Servicii de monitorizare a calității apelor uzate din stațiile electrice de transport/conexiune, sediile cntee transelectrica sa și solutii de reducere a poluării	36	849	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
33	BA 38/2025	Servicii de reparații și mentenanță pentru sistem integrat de securitate la stația electrică gutinaș	36	786	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
34	PT 24/6782/2025	Servicii de cosire și îndepărtarea vegetației în scopul prevenirii incendiilor în stațiile electrice din gestiunea stt pitești	36	691	0	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
35	C 2420/2025	Mentenanță majoră LEA 220 kV Tihău - Baia Mare 3	48	25.111	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
36	C 2537/2025	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zonele STT Cluj, STT Pitești, STT Sibiu, STT Timișoara în stațiile electrice: 400 kV Gădălin, 400 kV Bradu, 400/220/110/6 kV Iernut, 220 kV Paroșeni, 220/110 kV Pestiș	4,5	24.039	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
37	C 2539/2025	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona STT Bacău în stațiile electrice: 220/110/20/6 kV FAI, 400/220/110 kV Gutinaș, 400/110 kV Roman Nord	4,5	13.756	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
38	C 2538/2025	Instalarea de centrale fotovoltaice (CEF) și instalații stocare a energiei electrice destinate alimentării serviciilor interne instalate în stațiile C.N.T.E.E. Transelectrica SA – stații CEF zona STT Craiova în stațiile electrice 220 kV Ișalnița, 220/110/20 kV Târgu Jiu Nord, 220/110 kV Craiova Nord, 220/110/20/6 kV Turnu Severin Est, 220/110 kV Calafat	4,5	12.529	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
39	BA 55/2025	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele STT Bacău	36	15.924	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă
40	CJ 2726/2025	Lucrări de întărire rețea 20 kV în vederea alimentării cu energie electrică a UM 01969 Câmpia Turzii	18	3.839	-	Lucrări	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitație deschisă

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
			<i>luni</i>	<i>Mii Lei</i>	<i>Mii Euro</i>			
41	C 2303/2025	Servicii de audit financiar pentru perioada 2025-2027	36	3.527	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
42	C 2285/2025	Contract subsecvent nr. 2 la acordul cadru C 351/28.05.2024 "Servicii de asigurări voluntare de sănătate pentru personalul CNTEE Transelectrica SA"	12	-	622	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Reofertare
43	C 2589/2025	Servicii de asigurare RCA si CASCO pentru autovehiculele proprietatea CNTEE Transelectrica SA	12	1.621	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
44	SB 26/2025	Servicii de reparații și mentenanță pentru sisteme de detecție, semnalizare, localizare și de stingere automată a incendiilor instalate în obiectivele STT Sibiu	36	1.321	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
45	C 2452/2025	Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din ret (proiectare)	36	1.434	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
46	C 2283/2025	Servicii mentenanță și suport tehnic pentru programele PSS ODMS și PSS E	36	1.046	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă la procedură concurențială de ofertare
47	CR 2381/2025	Servicii de reparații și mentenanță a sistemelor de detecție și stingere incendiu instalate la obiective din cadrul STT Craiova	39	1.038	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
48	BA 48/2025	RC racorduri LEA 220 kV din stația Gutinaș - AT1,AT2,TA7,TA8 Borzesti (Proiectare)	7	764	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă
49	CR 2527/2025	Servicii de curățenie la sediile STT Craiova și 5 Stații electrice	24	681	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
50	C 2514/2025	Servicii de asigurare de răspundere civilă profesională a funcției de membru al consiliului de supraveghere și al directoratului CNTEE Transelectrica SA (inclusiv presedinții)	12	612	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Procedură simplificată
51	CT 37/2025	Modernizare sistem comanda control protecții in statia 400 kV Cernavoda (Proiectare)	12	557	-	Servicii	Legea 99/2016+ HG 394/2016	Licitatie deschisă

Anexa 4 - Lista filialelor Transelectrica

- Societatea pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport "SMART" SA – J40/ 8613/ 2001 – București, Bulevardul General Gheorghe Magheru nr. 33, sector 1, cod 010325, www.smart-sa.ro;
- Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport "TELETRANS" SA – J40/ 12511/ 2002 – București, Bulevardul Hristo Botev nr. 16-18, sector 3, cod 030236, www.teletrans.ro;
- Operatorul Pieței de Energie Electrică și de gaze naturale "OPCOM" SA – J40/ 7542/ 2000 – București, Bulevardul Hristo Botev nr. 16-18, sector 3, cod 030236, www.opcom.ro;

Anexa 5 - Tranzacții semnificative

Toate contractele încheiate cu persoanele afiliate, cu valoare mai mare de 50.000 euro, au fost raportate prin Rapoarte Curente, conform prevederilor legale. La momentul elaborării prezentului raport nu există contracte încheiate cu persoanele afiliate, cu valoare mai mare de 50.000 euro.

Anexa 6 - Litigii

La data de 31.12.2025, Compania era implicată în următoarele litigii, cu o valoare mai mare de 500.000 euro (2.549 la cursul BNR):

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
1.	44380/3/2024	Tribunalul Bucuresti	R: OPCOM P: Transelectrica	Pretentii si incheiere act aditional	2.914.065,21 cval. servicii calculare drepturi de incasat si obligatii de plata ale tranzactiilor realizate de PRE si PPE + doabanda legala	Termen de judecata: 11.03.2026
2.	9089/101/2013	Tribunalul Mehedinti	RAAN – debitoare in faliment Transelectrica SA - Creditoare	Procedura insolventei/reorganizarii/falimentullui	Cerere de inscriere in tabelul creditorilor cu suma de 89.360.986,06 lei.	Creante inscise la masa credala: 2.162.138,86 lei + 16.951.117,14 lei La data de 19.09.2013, TMH a dispus deschiderea procedurii generale a insolventei impotriva RAAN La data de 09.03.2015, Tribunalul Mehedinti a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă Pentru Activități Nucleare propus de administratorul judiciar Tudor&Asociatii SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului verbal din 28.02.2014. La data de 14.06.2016 s-a dispus deschiderea procedurii falimentului impotriva RAAN Termen continuare procedura: 25.03.2026
3.	29322/3/2014	Tribunalul Bucuresti	SC ENNET GRUP SRL– debitoare in insolventa CNTEE Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Cerere de inscriere in tabelul creditorilor cu suma de 3.277.527,03 lei	Termen pt continuare procedura: 23.03.2026
4.	1867/90/2010	Tribunalul Valcea	SC Total Electric Oltenia SA	procedura insolvenței – societăți pe acțiuni – la cererea debitoare	14.085.415,27	Suma a fost inscisa in tabelul creditorilor. Solutia pe scurt: Pentru continuarea procedurii în vederea valorificării bunurilor din patrimoniul debitoare. Termen: 04.03.2026
5.	36755/3/2018	Tribunalul Bucuresti CAB	R:Conaid CompanySRL P: Transelectrica	Pretentii si constatare refuz nejustificat incheiere act additional contract racordare RET C154/2012	17.216.093,43 lei, paguba suferita si 100.000 euro,beneficiu nerealizat estimat	Respinge cererea de majorare onorariu expert, formulată de către exp. Chirilă Adelaida Adriana, ca neîntemeiată. Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată prin întâmpinare. Respinge cererea ca prescristă. Cu apel in 30 de zile de la comunicare. Apelul se depune la Tribunalul București, Secția a VI a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței, azi, 03.01.2024. Document: Hotărâre 4/2024 03.01.2024 Conaid a declarat apel. Admite apelul. Anulează sentința civilă apelată și trimite cauza primei instanțe, pentru soluționarea fondului. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare; recursul se depune la Curtea de Apel București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată astăzi, 27.03.2025, în ședință publică. Document: Hotărâre 529/2025 27.03.2025 TEL a declarat recurs.

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						Termen de judecata : 27.03.2025
6.	8207/62/2011	Tribunalul Brasov	CET SA Brasov – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Inscrisi in tabelul creditorilor cu suma de 4.303.741,44 lei	Solutia pe scurt: Pentru încasarea prețului de adjudecare a activelor adjudecate de către Primăria Municipiului Brașov, în condițiile aprobate de creditor, pentru continuarea demersurilor de valorificare a bunurilor rămase în patrimoniul debitoarei, pentru continuarea demersurilor de soluționare a problemelor de mediu ale societății și pentru soluționarea litigiilor în care CET Brașov SA este parte, stabilește termen de control la data de 02.04.2026
7.	909/3/2022 909/3/2022/a65 (contestatie tabel definitiv)	Tribunalul Bucuresti	Romelectro SA – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Cerere de înscriere în tabel creditor cu suma de 432.176.033,45 lei	Cerere de înscriere în tabelul creditorilor cu suma de 432.176.033,45 lei. Creanta de 222.107.951,26 lei + 28.919.142,68 euro - creanta respinsa. Creanta acceptata este de 67.028.218,66 lei, creanta inscisa sub conditie, dc. 50.852.888,78 lei– reprezentand garantii ptr. avans acordat si GBE, 15.225.030,97 lei +192.127,07 euro, creanta reciproca aferenta pretentiilor reciproce din dosarele aflate pe rol. Suma de 10.796,51 lei- creanta acceptata. Termen continuare procedură: 21.04.2026 Termen contestatie la tabelul definitiv de creante: 07.05.2025 Admite excepția tardivității formulării contestației principale pentru motivele specifice contestației prevăzute de art. 111, alin. 2 din Legea nr. 85/2014, respectiv pentru motivele aferente unei contestații la tabelul actualizat, invocată din oficiu de instanța de judecată la termenul de judecată din data de 06.05.2025. Respinge cererea principală, formulată de contestatoarea CNTEE „TRANSELECTRICA” S.A., în contradictoriu cu intimatul ROMELECTRO S.A., prin administrator special și cu intimatul administratorul judiciar EURO INSOL S.P.R.L., având ca obiect „contestatie împotriva tabelului definitiv al creanțelor, publicat în B.P.I. nr. 4063/26.02.2025”, întemeiată pe motive specifice contestației prevăzute de art. 111, alin. 1 și 2 din Legea nr. 85/2014, respectiv pe motive specifice contestației la tabelul actualizat de creanțe, ca tardiv formulată. Respinge în rest cererea principală, având ca obiect „contestatie împotriva tabelului definitiv al creanțelor, publicat în B.P.I. nr. 4063/26.02.2025” prevăzută de dispozițiile art. 113 din Legea nr. 85/2014, ca neîntemeiată. Respinge excepția tardivității formulării contestațiilor conexe pentru motivele specifice contestațiilor prevăzute de art. 111, alin. 2 din Legea nr. 85/2014, respectiv pentru motivele aferente unor contestații la tabelul actualizat, invocată din oficiu de instanța de judecată la termenul de judecată din data de 06.05.2025, ca neîntemeiată. Respinge cererile conexe, formulate de contestatoarea CNTEE „TRANSELECTRICA” S.A., în contradictoriu cu intimatul ROMELECTRO S.A., prin administrator special și cu intimatul administratorul judiciar EURO INSOL S.P.R.L., având ca obiect

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						„contestație împotriva tabelului definitiv actualizat al creanțelor debitorului Romelectro S.A., publicat în B.P.I. nr. 6121/21.03.2025”, „contestație împotriva tabelului definitiv actualizat al creanțelor debitorului Romelectro S.A., publicat în B.P.I. nr. 6434/26.03.2025”, precum și contestație formulată pe calea procedurală prescrisă de art. 113, raportat la art. 112, alin. 1 din Legea nr. 85/2014, împotriva măsurii dispuse de administratorul judiciar cu privire la înscrierea creanței Transelectrica în tabelul definitiv actualizat de creanțe, ca neîntemeiate. Respinge cererile contestatoarei din dosarul principal și din dosarul conex, de obligare a debitoarei la plata cheltuielilor de judecată constând în contravaloarea taxei judiciare de timbru, ca neîntemeiate. Cu drept de apel în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București Secția a VII-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților, prin mijlocirea grefei instanței, astăzi, 11.06.2025. Document: 3350/2025 11.06.2025
8.	909/3/2022/a59	Tribunalul Bucuresti CAB	Romelectro SA – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	contestație creanțe la tabelul preliminar (Compania Nationala de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA) 10.195.849,56 lei	Respinge contestația împotriva măsurii inserate în cuprinsul raportului de activitate publicat în B.P.I. nr. 8546/08.05.2024, formulată de către contestatoarea CNTEE „TRANSELECTRICA” S.A., în contradictoriu cu intimatul EURO INSOL S.P.R.L., în calitate de administrator judiciar al debitoarei ROMELECTRO S.A. și cu comitetul creditorilor format din: DIRECȚIA GENERALĂ DE ADMINISTRARE A MARILOR CONTRIBUABILI, BANCA DE EXPORT-IMPORT A ROMÂNIEI EXIMBANK S.A. și CEC BANK S.A., ca neîntemeiată. Respinge cererea contestatoarei de acordare a cheltuielilor de judecată reprezentând contravaloarea taxei judiciare de timbru, ca neîntemeiată. Cu drept de apel în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București Secția a VII-a Civilă. Pronunțată azi, 30.10.2024, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței de judecată. Document: Hotărâre 5224/2024 30.10.2024 Termen apel: 03.03.2026
9.	909/3/2022/a65 (contestație tabel definitiv) 909/3/2022/a68 – dosar conexat	Tribunalul Bucuresti CAB	Romelectro SA – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	Cerere de înscriere în tabel creditorilor cu suma de 432.176.033,45 lei	Apel. Termen apel: 12.05.2026
10.	3694/3/2016	Tribunalul Bucuresti CAB	Reclamant: RAAN Parat: Transelectrica	Pretentii	15.698.721,88 lei	Solutia pe scurt: Respinge cererea de chemare in judecata ca neintemeiata. Cu apel in 30 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul Bucuresti sectia a VI-a civila. Pronuntata in sedinta publica astazi, 11.06.2020.

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
		ICCJ				Document: Hotărâre 630/2020 11.06.2020 Termen CFiltru: 27.03.2025 Admite cererea de suspendare a judecătii. În temeiul art. 413 alin. 1 pct. 1 Cod procedură civilă, suspendă judecarea apelului până la soluționarea definitivă a Dosarelor nr. 26024/3/2015 și nr. 28458/3/2017. Cu drept de recurs pe tot parcursul suspendării. Cererea de recurs se depune la Curtea de Apel București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată în ședință publică, astăzi, 08.11.2021.Document: Încheiere - Suspendare 08.11.2021 Solutia pe scurt: Respinge cererea de repunere a cauzei pe rol ca neîntemeiată. Document: Încheiere - Suspendare 09.05.2022 Termen de judecata; 03.06.2024 Solutia CAB: Admite apelul. Schimbă în tot sentința apelată, în sensul că: Admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 12.727.101,99 lei, reprezentând contravaloare bonus și regularizare a ante-supracompensării pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500031 din 24.04.2015, seria SRTF nr. 1500033 din 22.05.2015, seria SRTF nr. 1500036 din 22.06.2015, seria SRTF nr. 1521311 din 23.07.2015, seria SRTF nr. 1500041 din 17.08.2015, seria SRTF nr. 1500045 din 23.09.2015, seria SRTF nr. 1521339 din 26.10.2015 și seria SRTF nr. 1521282 din 8.04.2015, precum și suma de 2.917.619,81 lei, reprezentând penalități de întârziere aferente debitului principal, pentru care au fost emise facturile seria SRTF nr. 1500059 din 31.12.2015 și seria SRTF nr. 1500060 din 31.12.2015. Cu drept de recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Recursul se depune la Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă. Pronunțată, astăzi, 03.06.2024, și pusă la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 898/2024 03.06.2024 Transelectrica a declarat recurs, care a fost respins ca nefondat
11.	1396/90/2016	Tribunalul Valcea	Transelectrica – creditor CET Govora - debitor		28.200.440,31 lei	CNTEE Transelectrica SA a fost inscrisa in Tabelul preliminar cu o creanta in valoare totala de 28.200.440,31 lei, conform cererii formulata de compania noastra. Mentionam faptul ca creanta in suma de 21.962.243,71 lei, reprezentand debit principal si penalitati aferente facturii nr. 8116/08.04.2016, este inscrisa sub conditia suspensiva a pronuntarii unei hotarari judecatoresti definitive in favoarea ANRE in dosarul nr. 2428/2/2014 aflat pe rolul Curtii de Apel Bucuresti, avand ca obiect anulara deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014. Cererea a fost respinsa definitiv la data de 16.05.2022 Adunarea creditorilor intrunita la data de 28.06.2018 in vederea votarii planului de reorganizare a CET Govora SA a votat pentru aprobarea acestuia, fapt urmat de confirmarea acestuia de catre Tribunalul Valcea. CNTEE Transelectrica SA a votat "impotriva" aprobarii planului

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						de reorganizare propus de administratorul judiciar, intrucat: - In situatia aprobarii planului de reorganizare propus de catre administratorul judiciar Euro Insol SPRL, creantele chirografare se vor reduce la zero si nu vor fi achitate conform graficului de plati, deci Transelectrica SA si ceilalti creditori chirografari nu vor incasa nicio suma de bani . - De asemenea, conform planului, in situatia intrarii debitoarei CET Govora SA in procedura falimentului, Transelectrica SA si ceilalti creditori chirografari nu vor primi nicio suma de bani. Termen continuare procedura:05.09.2024 Prin sentinta civila nr. 1247/22.07.2020 pronuntata in dosarul nr. 35346/3/2019, comunicata la data de 28.06.2021, Tribunalul Bucuresti a respins actiunea CET Govora SA,ca neintemeiata, constatand faptul ca in speta a intervenit compensarea de drept a sumei de 3.368.965.,82 lei, conform art. 17 alin. 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 cu parte din creanta CNTEE Transelectrica SA, considerand ca la data deschiderii procedurii insolventei (9 mai 2016) erau indeplinite conditiile prevazute de lege in materia compensarii legale (art. 1617 Cod civil). Termen continuare procedura: 23.04 .2026
12.	1196/93/2016	Tribunalul Ilfov	R:Transelectrica P: UGM Energy Trading	Pretentii	3.422.293,07 lei	Termen de judecata: 16.10.2016 In baza art.75 alin.1 din Legea nr.85 din 2014 privind insolventa constata intervenita suspendarea de drept a judecatii.
13.	1705/93/2016	Tribunalul Ilfov	UGM Energy Trading SRL – debitor in insolventa	Pretentii	3.515.687,51 lei	29.06.2016 – deschidere procedura generala insolventa, A fost admisa creanta in cuantum de 3.515.687,51 lei, reprezentand contravaloarea facturilor emise de compania noastra, urmare prestarii serviciilor in favoarea debitoarei UGM Energy Trading S.R.L., calculate pana la 29.06.2016, data deschiderii procedurii generale a insolventei au fost respinse creantele in cuantum de 200 lei si 41.331,59 lei pretinse de Compania noastra cu titlu de taxe judiciare de timbru. Am depus in termen legal contestatie la tabel. Solutia pe scurt: Respinge contestatia ca neintemeiata. Cu drept de a formula apel in termen de 7 zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul Ilfov. Pronuntata in sedinta publica din data de 23.02.2017.Document: Hotarare 511/2017 23.02.2017 Tribunalul a dispus la data de 03.08.2017 deschiderea procedurii falimentului. Termen continuare procedura 04.06.2026
14.	4452/3/2017	Tribunalul Bucuresti	C:Transelectrica si altii D: Arelco Power SRL	Procedura falimentului	20.996.030,49 lei	Creanta admisa 20.041.519,94 lei, cu mentiunea ca suma 954.510,55 lei a fost stinsa prin compensatie. Initial, suma solicitata si admisa a fost de 21.025.161 lei Termen continuare procedura: 27.03.2026
15.	1372/3/2017		C : Transelectrica D:Transenergo Com	Procedura insolventei	6.850.000,98 lei	Creanta solicitata a fost admisa, insa cu urmatoarele observatii: Din suma totala se scade suma de 1983,36 lei (compensata); 69808,42 lei, din care 48642,11 lei creanta decontata de TEL prin executare SGB si

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						suma de 21.166,31 lei, creanta considerata curenta, contravaloare facturi emise dupa data deschiderii procedurii insolventei. Solutia pe scurt: În baza art. 139 din Legea 85/2014, confirmă planul de reorganizare al debitoarei S.C. TRANENERGO COM S.A., propus de administratorul special. Cu apel în 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București - Secția a VII-a Civilă. Pronunțată în ședință publică azi 03.02.2021. Document: Hotărâre intermediară 469/2021 03.02.2021 Respinge excepția lipsei calității procesuale active, ca nefondată. Respinge excepția lipsei de interes, ca nefondată. Respinge cererea de trecere la faliment, ca nefondată. Cu drept de a formula apel, în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin B.P.I., ce se va depune la Tribunalul București - Secția a VII-a Civilă. Pronunțată în ședință publică, azi, 09.07.2025. Document: Hotărâre intermediară 3960/2025 09.07.2025 Termen continuare procedura plan reorganizare: 10.06.2026
16.	345/40/2017	Tribunalul Botosani	R: Transelectrica P: Elsaco Energy SRL	Pretentii	9.198.673,80 lei	În temeiul art. 75 din Legea nr. 85/2014 raportat la art. 412 NCPC, suspendă judecata cauzei. Cu recurs pe toată durata suspendării. Pronunțată în ședință publică, azi, 26.09.2017. Document: Încheiere - Suspendare 26.09.2017 În temeiul art. 75 din Legea nr. 85/2014, constată încetată acțiunea. Cu apel. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 26/2024 03.06.2024
17.	4478/118/2024	TCT	R: PET Communication P: Transelectrica	Inexistenta dreptului paratei de a factura penalitati	3.093.205,83 lei	Termen de judecata: 07.11.2024 Se efectueaza expertiza electroenergetica Termen de judecata: 08.04.2026
18.	2494/115/2018* *	Tribunalul Caras Severin CA Timisoara	R: Municipiul Resita P: Transelectrica		Pretentii 17.038.126,88 lei, reprezentand chirii aferente anilor 2015, 2016, 2018, 2019, 2020, 2021, 2022 și 2023, la care se adauga dobanda legala penalizatoare	Respinge excepția prescripției dreptului la acțiune privind pretențiile constând în chiria aferentă anului 2015 și excepția tardivității formulării modificărilor de acțiune, excepții invocate de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. Califică excepția lucrului judecat ca fiind o apărare de fond referitoare la efectul pozitiv al lucrului judecat. Respinge cererea de chemare în judecată formulată de pârâtul Municipiul Reșița în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” S.A. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Pronunțată în ședință publică din 27.02.2025. Document: Hotărâre 150/2025 27.02.2025 Admite cererea de completare a dispozitivului sentinței civile nr. 150/27.02.2025, pronunțată de Tribunalul Caraș-Severin în dosarul nr. 2494/115/2018** formulată de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. Dispune completarea

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						dispozitivului cu următoarea dispoziție: Obligă reclamanta să plătească pârâtei suma de 2500 lei cheltuieli de judecată constînd în onorariu expert. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Pronunțată în ședință publică din 29.05.2025. Document: 595/2025 29.05.2025 Mun. Resita a declarat apel. Termen de judecata: 21.04.2026
19.	22567/3/2019	Tribunalul Bucuresti CAB ICCJ	R Transelectrica P: OPCOM		Pretentii – actiune drept comun - aport adus de catre CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al Societatii OPCOM SA, emisa in baza Contractului de imprumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finantarea proiectului de investitii "Electricity Market Project". 4.517.460 lei +1.293.778,27 lei	Admite excepția prescripției. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare, care se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței, azi, 03.12.2021.Document: Hotărâre 3021/2021 03.12.2021.2021. TEL a declarat apel, Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în 30 zile de la comunicare. Pronunțată azi, 12 octombrie 2022, prin punerea soluției la dispoziția părților prin intermediul grefei instanței. Document: Hotărâre 1532/2022 12.10.2022. Transelectrica a declarat recurs la 13.12.2022. Termen 19.09.2023 Hotararea 1640/2023 Admite recursul principal declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "TRANSELECTRICA" S.A. si recursul incident declarat de recurentul-pârât Operatorul Pieței de Energie Electrică si Gaze Naturale "OPCOM" S.A. împotriva deciziei civile nr. 1532 din 12 octombrie 2022, pronunțate de Curtea de Apel București - Secția a V-a Civilă, pe care o casează și trimite cauza spre o nouă judecată aceleiași instanțe. Definitivă. Termen CAB: 04.02.2025 Respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta-reclamantă la plata către intimata-pârâtă a sumei de 28.777,79 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de a formula recurs în termen de 30 de zile de la comunicare, care se va depune la Curtea de Apel București secția a V-a civilă. Pronunțată azi, 18.02.2025, prin punerea soluției la dispoziția părților prin grefa instanței. Document: Hotărâre 235/2025 18.02.2025 TEL a declarat recurs ce a fost respins ca nefondat.
20.	25896/3/2020	Tribunalul Bucuresti CAB ICCJ – stramutat la CA	R: Electromontaj P: Transelectrica		Pretentii – OUG 114/2018 plata sumei de 9.493.221,76 lei (initial, in cererea introductiva solicita suma de 2.500.000 lei) reprezentand costurile suplimentare suportate de Electromontaj ca urmare a	Soluția TMB: Respinge acțiunea formulată ca neîntemeiată. Cu drept de apel în termen de 10 de zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul București Secția a VI-a Civilă. Pronunțată astăzi, data de 18.01.2024, prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei. Document: Hotărâre 53/2024 18.01.2024 Electromontaj a declarat apel la data de 11.06.2024

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
		Craiova			prelungirii duratei de indeplinire a Contractului de Lucrari nr. C 229/29.10.2015, din motive independente de culpa Antreprenorului pentru lucrarile efectuate pana in luna iunie 2020. b) plata sumei de 27.540.369,99 lei (suma initiala estimata fiind de 7.500.000 lei reprezentand costuri suplimentare generate de prelungirea duratei de indeplinire a Contractului de Lucrari nr. C 229/29.10.2015, din motive independente de culpa Antreprenorului, pentru lucrarile ced vor fi efectuate incepand cu luna iulie 2020 si pana la momentul finalizarii lucrarilor. c) incheierea unui Act Aditonal la Contractul nr. C 229/29.10.2015, avand ca obiect actualizarea pretului Contractului cu costurile suplimentare generate de prelungirea duratei de indeplinire a Contractului de Lucrari nr. C 229/29.10.2015 d) plata cheltuielilor de judecată ocazionate de prezentul litigiu	Termen de judecata: 08.11.2024 CAB a respins apelul ca nefondat, ICCJ a dispus stramutarea judecarii cauzei la CA Craiova si desfiintarea deciziei CAB Termen de judecata:18.11.2025 Solutia CA Craiova: constată admisibilă sesizarea Înaltei Curți de Casație și Justiție în vederea pronunțării unei hotărâri prealabile cu privire la următoarea chestiune de drept: „Dacă în interpretarea dispozițiilor art. 240 alin. (2) și (3) din Legea nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale și a prevederilor art. 158 alin. (7) din Normele metodologice de aplicare a prevederilor referitoare la atribuirea contractului sectorial/acordului – cadru din Legea nr. 99/2016 privind achizițiile sectoriale aprobate prin HG nr. 394/2016, autoritatea contractantă are obligația sau are doar o posibilitate de a modifica/ajusta contractul de achiziție publică/prețul contractului de achiziție publică fără organizarea unei noi proceduri de atribuire în situația în care durata de furnizare/prestare/execuție prevăzută în contract se prelungește, iar această prelungire nu se datorează sub niciun aspect din vina entității contractante sau contractantului?”. Dispune înaintarea prezentei încheieri, la care se atașează următoarele înscrisuri, conforme cu originalul: cererea de chemare în judecată, întâmpinarea, sentința civilă, cererea de apel, întâmpinarea formulată în apel, cererea de sesizare a Înaltei Curți de Casație și Justiției în vederea pronunțării unei hotărâri prealabile. În temeiul art.520 alin.2 NCPC suspendă judecarea cauzei privind apelul formulat de apelanta-reclamantă ELECTROMANTAJ SA împotriva sentinței civile nr. 53/18.01.2024, pronunțată de Tribunalul București Secția a VI-a Civilă în dosarul nr. 25896/3/2020, în contradictoriu cu intimata-pârâtă COMPANIA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA, până la pronunțarea hotărârii prealabile de către Înalta Curte de Casație și Justiție. Fără cale de atac. Pronunțarea se face prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței, azi, 02.12.2025. Document: Încheiere de ședință 02.12.2025
21.	37352/3/2021	Tribunalul Bucuresti Tribunalul Galati CA Galati ICCJ	R : Transelectrica P : Next Energy Partners	Pretentii	8.395.132,23 lei + dobanda legala	Admite în parte cererea. Obligă pârâta Next Energy Partners S.R.L. să achite reclamantei Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A.: - suma de 3.557.200,134 lei cu titlu de sumă compensatorie, precum și dobânda legală penalizatoare calculată de la data de 28.10.2021 până la plata integrală a sumei compensatorii; - suma de 1.228.640,11 lei cu titlu de despăgubire, precum și dobânda legală penalizatoare calculată de la data de 28.10.2021 până la plata integrală a despăgubirii. Obligă pârâta Next Energy Partners S.R.L. să achite reclamantei Compania Națională de

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. suma de 53.247 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu apel în termen de 30 zile de la comunicare, ce se va depune la Tribunalul Galați. Pronunțată azi, 05.12.2023, soluția urmând a fi pusă la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. Document: Hotărâre 251/2023 05.12.2023. Partile au declarat apel. Solutia CA GI: Respinge ca nefondat apelul declarat de reclamanta Compania Natională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA. Admite apelul declarat de pârâta Next Energy Partners SRL, schimbă în tot sentința apelată și, în rejudecare, respinge cererea de chemare în judecată ca nefondată. Obligă intimata Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA să plătească apelantei Next Energy Partners SRL suma de 141.147,56 lei, reprezentând cheltuieli de judecată în fond și apel. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare. Recursul se va depune la Curtea de Apel Galați. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin grefa instanței azi, 2.10.2024. Document: Hotărâre 242/2024 02.10.2024 TEL a declarat recurs. Respinge ca nefondat recursul declarat de recurenta-reclamantă COMPANIA NATIONALA DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA S.A. împotriva încheierii din 25 septembrie 2024, pronunțate de Curtea de Apel Galați – Secția a II-a Civilă. Anulează recursul declarat de recurenta-reclamantă COMPANIA NATIONALA DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA S.A. împotriva deciziei civile nr. 242/2024 din 2 octombrie 2024, pronunțate de Curtea de Apel Galați – Secția a II-a Civilă. Obligă recurenta-reclamantă COMPANIA NATIONALA DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA S.A. la plata către intimata-pârâta NEXT ENERGY PARTNERS S.R.L. a cheltuielilor de judecată în cuantum de 14.784,68 lei. Definitivă. Numărul documentului de soluționare: 478/2025 Data documentului de soluționare: 05.03.2025
22.	15561/3/2022	Tribunalul Bucuresti CAB	R: SMART SA P: Transelectrica	Executarea contract administrativ - pretentii	. suma de 4.467.108 lei, reprezentând cuantumul obligațiilor fiscale aferente veniturilor majorate ca urmare a majorării bazei de impozitare rezultată din ajustarea veniturilor pentru anii 2014, 2015 și 2016 + chelt. judecata.	Solutia pe scurt: Admite cererea de chemare în judecată. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 4.467.108, 18 lei precum și plata dobânzii legale penalizatoare aferent sumei de 3.193.869 de la data de 21.12.2021 și până la data plății efective. Obligă pârâta să plătească reclamantei cheltuieli de judecată constând în suma de 51378, 78 lei cu titlu de taxa de timbru și suma de 3000 de lei cu titlu de onorariu de expert. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare. Cererea de apel se va depune la Tribunalul București – Secția a VI – a Civilă. Pronunțată în ședință publică, prin punerea

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						soluției la dispoziția părții prin mijlocirea grefei instanței azi, 20.03.2025. Document: Hotărâre 768/2025 20.03.2025 TEL a declarat apel. Termen de judecata: 08.05.2026
23.	2082/3/2020	Tribunalul Bucuresti	D:SC ENOL GRUP SA C: Transelectrica	L 85/2014 Procedura insolventei Declaratie creanța	2.514.312 lei	În baza art. 139 din Legea nr. 85/2014 privind procedura insolvenței confirmă planul de reorganizare a activității debitorului, propus de către administratorul special. Document: Hotărâre intermediară 311/2024 09.02.2024 Termen de judecata: 06.03.2026
24.	6580/117/2024	Tribunalul Cluj	R: Electrogrup Cluj P: Transelectrica	Executare contract achizitii	Cuquantumul total solicitat dupa modificare: 2.766.482,03 lei, debit principal	“1. Obligarea Transelectrica la încheierea unui act adițional la Contractul de lucrări nr. C5 din 19 mai 2021, având ca obiect prelungirea duratei contractuale cu zilele de întârziere rezultate în executarea contractului ce nu sunt culpa Executantului, estimate provizoriu la 616 zile; 2. Obligarea Transelectrica la restituirea sumelor plătite cu titlu de penalități în baza facturilor nr. 114 din 29 martie 2024 (achitată prin Ordin de plată nr. 13065/25.06.2024) și nr. 296 din 25 iunie 2024 (achitată prin Ordin de plată nr. 15424/23.07.2024) emise de părâtă, în valoare totală de 2.164.304,25 RON ca plată nedatorată, plus dobânda legală datorată de la data plății acestora până la data restituirii, (i) în principal, ca urmare a obligării părâtei la încheierea unui act adițional la Contractul de lucrări nr. C5 din 19 mai 2021, având ca obiect prelungirea duratei contractuale cu zilele de întârziere rezultate în executarea contractului ce nu sunt culpa Executantului și (ii) în subsidiar, ca urmare a constatării faptului că zilele de întârziere imputate de Transelectrica nu sunt culpa Executantului; 3. Obligarea Transelectrica la plata de daune-interese, reprezentand prejudiciul suferit de reclamanta din cauza intarzierilor, estimate provizoriu la suma de 595.550 lei Se efectueaza expertiza contabila.
25.	Dosar Arbitral ARB-5794	Centrul de Arbitraj Internațional.Viena (VIAC)	R: Marcu Corneliu Bogdan si Miu Andreea Mihaela P:TRANSELECTRICA	Pretentii	Prin intermediul cererii ARB-5794 Marcu Corneliu Bogdan (RO) and Miu Andreea Mihaela (RO) vs. Transelectrica (RO) - domnul Marcu Corneliu Bogdan si doamna Miu Andreea Mihaela au solicitat obligarea Transelectrica SA la plata sumei de 3.820.954 lei (767.784,03 euro), fiecare, în total 7.641.908 lei (1.535.568,06 euro), care ar	Cererea de arbitraj a fost înregistrată la Transelectrica SA cu nr.31683/26.06.2024. A fost desemnat Tribunalul Arbitral. Fond. A fost comunicata hotararea arbitrala.

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
					reprezenta compensatia pentru revocarea nejustificata din calitatea de membri in Directorat. Suma de 3.820.954 lei este compusa din 1.910.477 lei (383.892,01 euro) reprezentand indemnizatiile lunare de la data revocarii pâna la sfarsitul mandatului și din 1.910.477 lei (383.892,01 euro) reprezentand componenta variabila pentru indeplinirea criteriilor si obiectivelor de performanta. Totodată, domnul Marcu Corneliu Bogdan si doamna Miu Andreea Mihaela au solicitat obligarea Transelectrica SA la plata dobânzii legale aplicată la suma anterior mentionată, până la data platii efective, precum si actualizarea cu rata inflatiei a sumei anterior mentionată, până la data platii efective.	
26.	Dosar Arbitral ARB-5768 7331/2/2024	Centrul de Arbitraj Internațional.Viena (VIAC) Curtea de Apel Bucuresti (actiune in anulare)	R: Stanciu Marius Viorel P:TRANSELECTRICA	Pretentii	Prin intermediul cererii ARB-5768 Stanciu Marius Viorel (RO) vs. Transelectrica (RO) - domnul Stanciu Marius Viorel a solicitat obligarea Transelectrica SA la plata sumei totale de 4.390.618,73 lei (echivalentul sumei de 883.833,30 EUR),, formata astfel: - 714.164,26 lei, reprezentand compensatia de neconcurentă, conform art.5.2.3 din Contract de Mandat, actualizata cu indicele de inflatie. - 187.649,11 lei, reprezentand dobanda legala penalizatoare aferentă debitului anterior, calculată până la data de 25.09.2023	La data de 23.10.2024 a fost înregistrată la Transelectrica SA, cu nr. 51569/24.10.2024 - Hotărârea arbitrală pronunțată la data de 21.10.2024 ca urmare a soluționării cererii de arbitraj ARB-5768 Stanciu Marius Viorel (RO) vs. Transelectrica (RO). Prin Hotărârea arbitrală Tribunalul arbitral a dispus următoarele: "Arbitrul unic admite cererea formulate de Reclamantului Stanciu Marius Viorel si dispune după cum urmează: (i) obligă Pârâta la plata către Reclamant a sumei brute de 743.352,62 lei, reprezentand compensatia de neconcurentă, conform clauzei 5.2.3 din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020, actualizata cu inflatia și dispune că plata efectivă a acestei sume către Reclamant urmează a se face la valoarea netă a acesteia cu aplicarea clauzei 6.5 din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020, (ii) obligă Pârâta la plata către Reclamant a dobânzii legale penalizatoare calculate la nivelul ratei dobânzii de referință a BNR la care se vor adăuga 8 puncte procentuale, aferente valorii nete a compensației de neconcurență neactualizate cu inflația, astfel cum va fi aceasta determinate în conformitate cu clauza 6.5 din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020, de la data scadenței

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
					- 2.794.110,57 lei, care ar reprezenta compensatia pentru terminarea contractului, conform clauzei 9.2 din Contract de Mandat, actualizata cu indicele de inflatie, suma totala fiind formata din suma de 2.416.562,36 lei, aferentă indemnizatiilor fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului si din suma de 377.548,27 lei, care ar reprezenta componenta variabilă a remuneratione pentru indeplinirea criteriilor si obiectivelor de performanta - 694.694,79 lei, reprezentand dobanda legala penalizatoare aferentă debitului anterior, calculată până la data de 25.09.2023. Totodată, domnul Stanciu Viorel-Marius a solicitat obligarea Transelectrica SA la plata dobânzii legale aplicată la sumele principale anterior mentionate, în continuare până la data platii efective.	(25.06.2021) până la data efectivă a plății; (iii) obligă Pârâta la plata către Reclamant a sumei brute de 2.879.598,63 lei, (alcătuită din suma de 2.491.049,99 lei, reprezentând componenta fixă, 76.435,56 lei reprezentând componenta variabilă pentru anul 2020, 312.113,07 lei reprezentând componenta variabilă pentru anul 2021), reprezentând daune pentru revocarea fără culpă a mandatului în temeiul clauzei 9.2.B din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020, actualizate cu inflatia și dispune că plata efectivă a acestor sume către Reclamant urmează a se face la valoarea netă a acestora cu aplicarea clauzei 6.5 din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020. (iv) obligă Pârâta la plata către Reclamant a dobânzii legale penalizatoare calculate la nivelul ratei dobânzii de referință a BNR la care se vor adăuga 8 puncte procentuale, aferente valorii nete a daunelor pentru revocarea fără culpă a mandatului neactualizate cu inflația, astfel cum vor fi acestea determinate în conformitate cu clauza 6.5 din Contract de Mandat nr.C477 din data de 23.11.2020, de la data scadenței (25.06.2021 pentru componenta fixă, 07.07.2021 pentru componenta variabilă pentru anul 2020, 13.05.2022 pentru componenta variabilă pentru anul 2021) până la data efectivă a plății; (v) obligă Pârâta la plata către Reclamant a sumei 88.677,91 lei; 23.971,63 Euro cu titlu de cheltuieli arbitrale (vi) Orice alte pretenții sau cereri ale Părților sunt respinse.” Hotărârea arbitrală pronunțată în dosarul ARB-5768 a fost atacată de Stanciu Viorel Marius Pe rolul Curții de Apel București a fost înregistrat dosarul nr.7331/2/2024, având ca obiect acțiunea în anulare formulată de Stanciu Marius Viorel împotriva Hotărârii arbitrale pronunțată la data de 21.10.2024, ca urmare a soluționării cererii de arbitraj ARB-5768 Stanciu Marius Viorel (RO) vs. Transelectrica (RO), de Tribunalul arbitral al Centrului Internațional de Arbitraj din Viena, acțiune în anulare prin care a fost solicitata desființarea în parte a Hotărârii arbitrale cu privire la modalitatea de plată la valoarea netă a sumelor stabilite prin Hotărârea arbitrală. La data de 20.03.2025, CAB a dispus prin sentința nr.26/2025 următoarele: "Respinge acțiunea în anulare ca neîntemeiată. Cu recurs în 30 de zile de la comunicare care se va depune la Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă. Pronunțată azi, 20.03.2025 și pusă la dispoziția părților prin grefa instanței.", conform informației de pe portalul instanțelor de judecată. A fost declarat recurs.
27.	909/3/2022/a81	TMB	R: Transelectrica P: Romelectro	Plata despagubiri	109.967.368,67 lei lei, fără TVA, reprezentând despagubiri, ca	Termen de judecata: 06.05.2026

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
				Art. 123 alin. 4 Legea nr. 85/2014	urmare a denunțării contractului nr. C112/2019 -Retehnologizare stație 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara -de către administratorul judiciar al Societatii Romelectro SA, respectiv la înscrierea sumei în tabelul de creanțe cu grad de preferință, conform art. 161 pct. 4 din Legea nr. 85/2014, precum și la plata cheltuielilor de judecată.	
28.	909/3/2022/a80	TMB	R: Transelectrica P: Romelectro	Plata despăgubiri Art. 123 alin. 4 Legea nr. 85/2014	86.457.561,65 lei, fără TVA, reprezentând despăgubiri, (suma estimată provizoriu pana la finalizarea procedurilor de achizitie aflate in curs de derulare), ca urmare a denunțării contractului nr. C145/2018-Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud." - de către administratorul judiciar al Societatii Romelectro SA, respectiv la înscrierea sumei în tabelul de creanțe cu grad de preferință, conform art. 161 pct. 4 din Legea nr. 85/2014, precum și la plata cheltuielilor de judecată.	Termen de judecata: 06.05.2026
29.	909/3/2022/a90	Tribunalul Bucuresti	Romelectro SA – debitoare in insolventa Transelectrica SA - Creditoare	procedura insolvenței	contestație creanțe la tabelul preliminar (Compania Nationala de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA) 10.195.849,56 lei	Admite excepția inadmisibilității formulării contestației, invocată din oficiu de instanța de judecată. Respinge cererea formulată de contestatoarea COMPANIA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE „TRANSELECTRICA” S.A., în contradictoriu cu intimatul ROMELECTRO S.A., prin administrator special și cu intimatul administratorul judiciar EURO INSOL S.P.R.L., având ca obiect „contestație împotriva tabelului definitiv actualizat de creanțe, publicat în B.P.I. nr. 16662/22.07.2025”, ca inadmisibilă. Respinge cererea contestatoarei de obligare a debitoare la plata cheltuielilor de judecată constând în contravaloarea taxei judiciare de timbru, ca

Nr. crt	Nr. Dosar	Instanta	Partile si calitatea acestora	Obiectul dosarului	Valoare LEI	Stadiul dosarului
						neîntemeiată. la act de manifestarea de voință a debitoarei, prin administrator special, de a solicita cheltuieli de judecată pe cale separată. Cu drept de apel în termen de 7 zile de la comunicarea hotărârii prin publicare în Buletinul Procedurilor de Insolvență, ce va fi depus la Tribunalul București Secția a VII-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților, prin mijlocirea grefei instanței, astăzi, 04.02.2026. Document: Hotărâre 604/2026 04.02.2026
30.	25016/3/2025	TMB	R: Transelectrica P: Voltage Operations	Pretentii	35.049.348,61 lei	Respinge excepția lipsei calității de reprezentant și a dovezii calității de reprezentant a titularului întâmpinării pârâtelor, invocată de reclamantă, ca neîntemeiată. Respinge excepția lipsei dovezii calității de reprezentant a titularului cererii de chemare în judecată, invocată de pârâte, ca neîntemeiată. Respinge excepția prescripției dreptului material la acțiune, invocată de pârâte, ca neîntemeiată. Cale de atac odată cu fondul cauzei. Acordă termen pentru continuarea judecării cauzei la data de 26.02.2026, C20-FAP, în ședință publică, ora 13:00, sala 221, pentru când vor fi citate părțile. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței astăzi, 15.12.2025. Document: Încheiere de ședință 15.12.2025 Termen de judecata: 30.04.2026
31.	2987/3/2026	TMB	C: Transelectrica D: IBN Energy	Pretentii – ordonanta de plata	7.306.317,74 lei	08.05.2026
32.	158/121/2026	TGL	C: Transelectrica D: Liberty Galati	Pretentii – ordonanta de plata	3.392.668,12 lei	25.03.2025

Anexa 7 - Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București, operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„CCM”	Contractul colectiv de muncă încheiat la nivelul Societății
„CEE”	Comunitatea Economica Europeana
„CEE”	Centrala Electrică Eoliana
„CEF”	Centrala Electrică Fotovoltaică
„CET”	Centrala Electrică de Termoficare
„CHEAP”	Centrala hidroelectrică cu acumulare prin pompaj
„CNE”	Centrala nuclearo-electrică
„Companie”, „CNTEE”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„CSR”	Responsabilitate corporativă
„d. c.”	Dublu circuit
„DEN”	Dispecerul Energetic Național
„EBIT”	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
„EBITDA”	Profit operațional înainte de dobânzi, impozit pe profit și amortizare
„EBT”	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
„EMS-SCADA”	Principala infrastructură pentru dispecerizare (Energy Management System – Supervisory Collection And Data Acquisition)
„ENTSO-E”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„ENS”	Energia nelivrată consumatorilor
„Euribor”, „Libor”, „Robor”	Ratele dobânzilor interbancare
„Formenerg”	Societatea FORMENERG SA
„Grup”	Societatea și filialele sale
„HG 627/ 2000”	Hotărârea Guvernului nr. 627/2000 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate - S.A., publicată în Monitorul Oficial nr. 357 din data de 31 iulie 2000
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„Icemenerg Service”	Societatea Filiala “ICEMENERG-SERVICE” București,
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„ISO”	Operator de Sistem Independent
„ITO”	Operator de Transport Independent
„KPI”	Key Performance Indicator
„LEA”	Linii electrice aeriene
„Leu” sau „Lei” sau „RON”	Moneda oficială a României
„MO”	Monitorul Oficial al României
„OG”	Ordonanță a Guvernului
„ONRC”	Oficiul Național al Registrului Comerțului
„OPCOM”	Operatorul Pieței de Energie Electrică din Romania OPCOM SA

„OTS”	Operatorul de transport și de sistem
„OUG”	Ordonanță de Urgență a Guvernului
„pa”	Per anum
„PCCB”	Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale
„PCR”	Gruparea pe regiuni în funcție de preț (Price Coupling of Regions) agreată pentru viitorul model al Pieței Unice Europene de Energie Electrică
„PE”	Piața de Echilibrare
„PCI”	Proiecte de Interes Comun
„PZU”	Piața pentru Ziua Următoare
„RET”	Rețeaua Electrică de Transport, rețea electrică de interes național și strategic cu tensiunea de linie nominală mai mare de 110 kV
„SEN”	Sistemul Electroenergetic Național
„Smart”	Societatea pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport SMART SA
„SSF”	Serviciul de sistem funcțional
„SST”	Serviciul de sistem tehnologic
„TEL”	Indicator bursier pentru Transelectrica
„Teletrans”	Societatea pentru Servicii de Telecomunicații și Tehnologia Informației în Rețele Electrice de Transport TELETRANS SA
„TSR”	Randament total pentru acționari
„UE”	Uniunea Europeană
„u.m.”	Unitate de măsură
„USD” sau “dolari US”	Dolarul american, moneda oficială a Statelor Unite ale Americii
„WACC”	Costul Mediu Ponderat al Capitalului



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist