

CNTEE TRANSELECTRICA SA
RAPORTUL
CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE
ASUPRA ACTIVITĂȚII DE ADMINISTRARE



	Structura corporativă	1
	Activitatea Consiliului de Supraveghere	6
	Date financiare	10
	Date operaționale	24
	Dezvoltare RET	30
	Alte aspecte	35
	Anexe	38

Verificarea situațiilor financiare separate de către Consiliul de Supraveghere

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.

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

Situațiile financiare separate întocmite la data de 31.12.2022 sunt auditate, iar opinia auditorului extern este fără rezerve, ceea ce înseamnă că toate informațiile semnificative reflectate în principalele posturi ale bilanțului sunt relevante, fiabile, comparabile și pertinente.

Raportul anual al Consiliului de Supraveghere, elaborat în conformitate cu cerințele legislației pieței de capital, a fost revizuit de membrii Consiliului de Supraveghere. Informațiile prezentate în Raportul anual oferă o imagine fidelă și corectă asupra rezultatelor Companiei pentru anul 2022.

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

Cu deosebită considerație,

Cătălin-Andrei DASCĂL	Teodor ATANASIU	Costin-Mihai PĂUN	Alexandru-Cristian VASILESCU	Luminița ZEZEANU	Gheorghe STERP VINGĂRZAN	Virgil Dumitru ORLANDEA
Presedinte CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS	Membru CS



Structura corporativă

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 prezentului raport, componența Consiliului de Supraveghere („CS” sau „Consiliul”) al Transelectrica 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 în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA.

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**

Domnul Teodor ATANASIU, începând cu data de 22 august 2022 s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA, cu o experiență îndelungată în administrația publică centrală.

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.

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 (IFI - Banca Europeană de Investiții, KfW, etc.).

Domnul PĂUN a conceput, condus și implementat proiecte europene și internaționale finanțate de Comisia Europeană și IFI, 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 „Electrica 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.

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

Domnul Vasilescu s-a alăturat echipei de conducere neexecutivă a Transelectrica, având un portofoliu profesional conturat prin experiențele următoarelor poziții ocupate: Director Comercial al SC Orhideea SRL; Consilier în cadrul mai multor instituții ale aparatului administrativ de stat: Parlamentul României – Camera deputaților, Departamentul pentru IMM-uri, Mediul de afaceri și Turism, Ministerul pentru Societatea Informațională, Secretariatul General al Guvernului. Domnul Alexandru 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.

• **Gheorghe STERP VINGĂRZAN- Membru în Consiliul de Supraveghere**

Domnul Gheorghe Sterp – Vingărzan s-a alăturat echipei Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA, începând cu data de 22 august 2022, cu o expertiză bogată în management și administrare prin prisma activității avute în funcții de conducere, atât în administrația publică, cât și în mediul privat.

În perioada 2009-2011, domnul Gheorghe Sterp – Vingărzan a fost Director coordonator adjunct în departamentul economic al Casei de Cultură a Studenților Sibiu (structură aparținând Ministerului Tineretului și Sportului), iar în intervalul 2011-2012 a ocupat funcția de Director al Clubului Sportiv Municipal Sibiu.

Din 2012 până în prezent, domnul Vingărzan este Director General al societății SC Stevi – TransTaxi SRL.

Domnul Gheorghe Sterp – Vingărzan este licențiat în științe economice al Universității „Lucian Blaga” din Sibiu, în cadrul Facultății de Științe Economice, unde și-a dezvoltat competențele în domeniul administrării afacerilor. De asemenea, în continuarea studiilor aferente domeniului administrării afacerilor, domnul Vingărzan a urmat un program de master în cadrul Universității „Lucian Blaga”, având specializarea „Strategii și politici de management și marketing ale firmei”.

• **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.

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.

Din 2020 până în august 2022 domnia sa a ocupat poziția de director la Autoritatea de Management „Programul Operațional Regional Sud – Muntenia 2021 – 2027” – Agenția pentru Dezvoltare Regională Sud Muntenia.

Începând cu luna august 2022 până în prezent, ocupă funcția de Director Direcția Fonduri Europene la SNTGN Transgaz.

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.

Virgil Dumitru ORLANDEA - Membru în Consiliul de Supraveghere

Domnul Virgil Dumitru ORLANDEA ocupă poziția de membru în Consiliul de Supraveghere al Transelectrica din 21 octombrie 2021, cu o consistentă experiență de management.

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

Astfel, în perioada 2010 – 2012, domnul Orlandea a avut calitatea de membru în Consiliul de Administrație și Supraveghere a 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”.

COMITETELE CONSULTATIVE ALE CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE

La data prezentului raport, comitetele consultative ale Consiliului de Supraveghere au următoarele atribuții și componență:

Comitetul de audit

Membrii acestui comitet sunt: Luminița ZEZEANU (președinte), Teodor ATANASIU, Gheorghe STERP VINGĂRZAN, Cătălin-Andrei DASCĂL, Costin-Mihai PĂUN

Comitetul de audit asistă CS 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 de nominalizare și remunerare

Membrii acestui comitet sunt Alexandru-Cristian VASILESCU (președinte), Gheorghe STERP VINGĂRZAN, Costin-Mihai PĂUN, Dumitru-Virgil ORLANDEA, Cătălin-Andrei DASCĂL având în atribuții următoarele activități:

- 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 și pentru alte funcții de conducere,
- 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,

- coordonează procesul de numire a membrilor Directoratului,
- prezintă în Raportul Anual suma totală a remunerației directe și indirecte a membrilor Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere.

Comitetul pentru investiții și securitate energetică

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

Comitetul pentru investiții și securitate energetică desfășoară următoarele activități:

- consultarea și monitorizarea implementării Strategiei și Planului de Investiții pe termen mediu, scurt și lung ale Companiei;
- consiliează 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 Aplicable au răspundere referitoare la conducerea și supravegherea Companiei;
- consultarea și monitorizarea implementării acțiunilor privind menținerea și creșterea securității energetice relative activităților Companiei.



Activitatea Consiliului de Supraveghere

ACTIVITATEA CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE

Pe durata celui de-al doilea semestru al anului 2022, membri Consiliului de Supraveghere s-au întrunit în 13 ședințe, din care prezentăm mai jos o selecție a punctelor de discuție aflate pe agenda de lucru.

Cu prioritate au fost abordate următoarele subiecte:

- acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect contracte sectoriale, cum ar fi: *“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)”*, *“Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/200/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 Bradu”*, *“Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220kV, 110kV în stația 220/110/20 kV Ghizdaru”*, etc
 - situațiile financiare separate simplificate la data și pentru perioada de șase luni încheiată la data de 30 iunie 2022 (neauditate) și pentru exercițiul financiar încheiat la data de 30 septembrie 2022;
 - raportul semestrial pentru semestrul I și pentru perioada ianuarie-septembrie 2022 privind activitatea economico-financiară a Companiei conform cerințelor pieței de capital;
 - raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele pentru perioada ianuarie-iunie 2022 și ianuarie-septembrie 2022, întocmit conform prevederilor OUG 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare;
 - raportul de activitate al Consiliului de Supraveghere pe semestrul I al anului 2022 întocmit conform prevederilor art.55 din OUG 109.2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice;
 - verificarea proiectului de rectificare a Bugetului de Venituri și Cheltuieli al Companiei, pe anul 2022;
 - efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări *“Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București racordați în stația 400/220/110/10kV București Sud”*;
 - aprobarea *“Regulamentului de Organizare și Funcționare al Consiliului de Supraveghere al “Transelectrica SA”, conform modificărilor Actului constitutiv al Companiei aprobate prin Hotărârea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor nr.7/18 august 2022;*
 - aprobarea *“Regulilor interne ale Directoratului “Transelectrica SA”, conform modificărilor Actului constitutiv al Companiei aprobate prin Hotărârea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor nr.7/18 august 2022;*
- În anul 2022, s-au desfășurat 6 (șase) ședințe ale **Comitetului de Audit**, în cadrul cărora au fost verificate Situațiile financiare interimare aferente exercițiului financiar 2021, au fost verificate Bugetul de venituri și cheltuieli pe anul 2022 și estimările pentru anii 2023-2024. A fost elaborat Raportul Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA aferent anului 2021 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 2021, însoțite de Raportul auditorului financiar.
- În aceeași perioadă, s-au desfășurat 5 (cinci) ședințe ale **Comitetului de Nominalizare și Remunerare** în care membrii acestui comitet au elaborat Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare aferent anului 2021.
- De asemenea, au fost formulate propuneri și recomandări pentru ocuparea poziției de membru provizoriu al Directoratului Companiei.
- Comitetul pentru Investiții și Securitate Energetică** a desfășurat în anul 2022 trei ședințe în care au fost discuții cu privire la Postcalculul CPT și optimizarea eficienței a nivelului pierderilor; prezentarea bilanțului energetic în RET și prognoza achiziției de energie electrică în mai multe scenarii pentru anul 2022; analiza cheltuielilor și măsurile pentru reducerea acestora pentru a realiza un profit la sfârșitul anului; analiza opțiunilor de business ale filialelor; managementul

performanței resurselor umane; stadiul și modul de realizare a programului de formare profesională în cadrul Centrului de Excelență în Energetică „Stelian Gal” Sibiu, care modifică fundamental modul în care se face astăzi formarea profesională a salariaților din Companie; stadiului Planului de dezvoltare al RET 2022-2031.

În cele ce urmează sunt prezentate detaliat subiectele discutate în ședințele CS din semestrul II:

- În ședința din **08.07.2022**, Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la efectuarea operațiunii de achiziție a unui contract de credit pentru acordare plafon pentru emitere scrisori de garanție bancară de plată cu o valabilitate de 12 luni,
- și-a exprimat acordul pentru următoarele trei luni cu privire la introducerea unor ordine/oferte de cumpărare și publicarea unor anunțuri tip “cerere de ofertă” pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețelele electrice de transport, cu următoarele caracteristici:
 - ✓ perioada de livrare 01.01.2023-31.12.2024,
 - ✓ putere necesară maxim 6 MW, livrare în bandă, la un preț de achiziție estimat de 900 lei/MWh,
 - ✓ putere necesară maxim 30MW, livrare în intervalele 8-23 (vârf sarcină), la un preț de achiziție estimat de 1000 lei/MWh.
- a aprobat modificări la “Regulamentul de Organizare și Funcționare al Consiliului de Supraveghere al Transelectrica SA.

• În ședința din data de **04.08.2022** Consiliul de Supraveghere:

- și-a exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de furnizare “Optimizarea funcționării LEA 400kV 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)
- și-a exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări “Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/200/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/20 kV Bradu”,
- și-a exprimat acordul pentru inițierea unei acțiuni în pretenții în contradictoriu cu Omniasig Vienna Insurance Group, în calitate de asigurator și Asocierea Grand Voltage SA – DAKO SHPK în calitate de executant pentru recuperarea sumei reprezentând contravaloare daune-interese aferente Contractului de lucrări având ca obiect “Racordarea LEA 400kV

Isaccea-Varna și LEA 40kV Isaccea-Dobruja în stația 400kV Medgidia Sud Etapa II – LEA 400kV d.c. Racorduri în stația Medgidia Sud.

• În ședința din data de **11.08.2022** Consiliul de Supraveghere:

- și-a exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial “Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220kV, 110 kV în stația 220/110/20kV Ghizdaru,
- a luat act de Raportul semestrial pentru semestrul I 2022 privind activitatea economico-financiară a Companiei,
- a aprobat forma finală a Raportului de activitate al Consiliului de Supraveghere pe semestrul I 2022, întocmit conform prevederilor art.55 din OUG nr.109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice,
- a luat act de Raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele pentru perioada ianuarie-iunie 2022 întocmit conform prevederilor art.54 din OUG 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice.

• În ședința din data de 26.08.2022 Consiliul de Supraveghere a verificat proiectul de rectificare a Bugetului de Venituri și Cheltuieli al Companiei, pentru anul 2022.

• În ședința din data de **06.09.2022**, în conformitate cu prevederile art.18 alin.(4) din Actul constitutiv al Companiei, a fost ales ca Președinte al Consiliului de Supraveghere domnul DASCĂL Cătălin-Andrei.

În cadrul aceleiași ședințe, în conformitate cu art.XX alin.(4) din Regulamentul de organizare și funcționare al Consiliului de Supraveghere, a fost constituit Comitetul de nominalizare și Remunerare desemnându-se în calitate de membrii:

- VASILESCU Alexandru-Cristian – președinte
- STERP VINGARZAN Gheorghe
- PĂUN Costin-Mihai
- ORLANDEA Dumitru Virgil
- DASCĂL Cătălin-Andrei

a fost constituit Comitetul de Audit desemnându-se în calitate de membrii:

- ZEZEANU Luminița - președinte
- ATANASIU Teodor
- STERP VINGARZAN Gheorghe
- DASCĂL Cătălin-Andrei
- PĂUN Costin-Mihai

a fost constituit Comitetul pentru Investiții și Securitate Energetică desemnându-se în calitate de membrii:

- PĂUN Costin-Mihai – președinte
- VASILESCU Alexandru-Cristian
- ZEZEANU Luminița
- ATANASIU Teodor
- ORLANDEA Dumitru Virgil.

În aceeași ședință membrii Consiliului de Supraveghere au aprobat Regulile interne ale Directoratului Companiei conform modificărilor Actului constitutiv al Companiei, aprobate prin Hotărârea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor nr.7/18 august 2022.

În cadrul aceleiași ședințe membrii Consiliului de Supraveghere și-au exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări “Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud.

- În ședința din data de **28.09.2022** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul pentru efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări “Proiect pilot – rețehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală,

- și-a exprimat acordul cu privire la actualizarea Mecanismului de finanțare aprobat pentru proiectul “LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan”, ca urmare a actualizării devizului geneneral și a indicatorilor tehnico-economici ai Proiectului, în aplicarea prevederilor HG nr.379/2020 de aprobare a Metodologiei de ajustare a prețurilor în cadrul devizelor generale aferente proiectelor de infrastructură publică finanțate prin POIM 2014-2020, premisă pentru aprobarea modificării Contractului de Finanțare semnat de CNTEE Transelectrica SA cu AM POIM.

- În ședința din data de **03.10.2022** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la angajamentul Companiei de a asigura fluxul financiar necesar pentru implementarea celor 9 proiecte de investiții pentru care se vor semna cu Ministerul Energiei contractele de finanțare prin Fondul pentru Modernizare și de acoperire a contravalorii cheltuielilor, altele decât cele finanțate din fonduri nerambursabile, inclusiv TVA aferent acestor proiecte.

- În ședința din data de **11.10.2022** Consiliul de Supraveghere a aprobat inițierea tranzacției “Servicii de mentenanță în domeniul telecomunicații, tehnologia informației, informatică de proces și securitate cibernetică la nivelul Transelectrica SA cu partea afiliată Teletrans SA.

- În ședința din data de **14.10.2022** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări “Trecere la 400 kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlp” - LOT 1 și “Extinderea stației 400/220 kV Brazi Vest” – LOT 2.

În cadrul aceleiași ședințe, în temeiul art.64² alin.(1) din OUG 109/2011 privind guvernanța coproactivă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, Consiliul de Supraveghere a decis cu unanimitate de voturi prelungirea cu o durată de două luni începând cu data de 25.10.2022 și până la data de 24.12.2022, aprobând totodată actualizarea indemnizației fixe conform prevederilor legale pentru mandatele membrilor provizorii ai Directoratului respectiv:

- Gabriel ANDRONACHE
- Ștefăniță MUNTEANU
- Cătălin-Constantin NADOLU
- Florin Cristian TĂTARU
- Bogdan TONCESCU

În cadrul aceleiași ședințe, în conformitate cu prevederile art.23 alin.(1) din Actul constitutiv al companiei, Consiliul de Supraveghere a ales ca Președinte al Directoratului denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – “CEO” al Companiei pe domnul Gabriel ANDRONACHE.

În ședința din data de **02.11.2022** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la încheierea actului adițional la Contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect prelungirea contractului cu 12 luni, toate clauzele rămânând neschimbate.

Și-a exprimat acordul cu privire la încheierea actului adițional la Contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în favoarea ANRE.

În ședința din data de **11.11.2022** Consiliul de Supraveghere a luat act de situațiile financiare separate simplificate ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 30 septembrie 2022, a luat act de Raportul privind activitatea economico-financiară a Companiei conform cerințelor pieței de capital pentru perioada ianuarie-septembrie 2022 și de Raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele pentru ianuarie-septembrie 2022 conform OUG 109/2011, cu modificările și completările ulterioare.

În ședința din data de **23.11.2022** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la efectuarea operațiunii de achiziție având ca obiect atribuirea contractului sectorial de lucrări “RC LEA

400kV Mintia-Arad” și a contractului sectorial de lucrări “Modernizare stație 220/110 kV Calafat”.

În ședința din data de **09.12.2022** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la încheierea unui “contract de credit pentru acordare plafon pentru emitere Scrisori de garanție bancară de plată” în sumă de 73.000.000 lei cu o valabilitate de 27 luni, cu valoarea estimată de 1.370.000 lei fără TVA.

În ședința din data de **19.12.2022** Consiliul de Supraveghere a luat act de faptul că în data de 24 decembrie 2022 au încetat prin ajungere la termen mandatele membrilor provizorii ai Directoratului Gabriel ANDRONACHE, Ștefăniță MUNTEANU, Cătălin Constantin NADOLU, Bogdan TONCESCU și Florin Cristian TĂTARU.

Astfel, în temeiul art 64² alin.(1) din OUG nr.109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice cu modificările și completările ulterioare, au desemnat în calitate de membri provizorii ai Directoratului pe domnii:

- Gabriel ANDRONACHE
- Ștefăniță MUNTEANU
- Cătălin-Constantin NADOLU
- Florin Cristian TĂTARU
- Bogdan TONCESCU

Mandatul membrilor desemnați are o durată de 4 luni începând cu data de 25.12.2022 cu posibilitatea prelungirii, pentru motive temeinice, pentru încă două luni, dar durata mandatului nu va depăși data finalizării procedurii de selecție a membrilor Directoratului în condițiile OUG nr.109/2011, dacă procedura se va finaliza în acest interval.

În cadrul aceleiași ședințe, în conformitate cu prevederile art.23 alin.(1) din Actul Constitutiv al Companiei, Consiliul de Supraveghere a ales pe domnul Gabriel ANDRONACHE ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – “CEO” al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice “Transelectrica”SA.

În cadrul aceleiași ședințe, Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul cu privire la încheierea unui contract cu OPCOM SA în vederea achiziționării de energie electrică pentru acoperirea CPT, pe o durată de 27 luni, la un preț de 450 lei/MWh fără TVA, cu o valoare totală estimată de 870 milioane lei.



Date financiare

Rezultatele financiare pentru anul 2022 sunt auditate. Sinteza rezultatelor financiare la 31 decembrie 2022 în varianta extinsă este prezentată în Anexe la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere la 31 decembrie 2022 versus 31 decembrie 2021 este prezentat în tabelul de mai jos:

Contul separat de profit și pierdere						
[mil RON]	S1 2022	S2 2022	2022	2021	Δ	Δ (%)
	1	2	3	4	5=3-4	6=3/4
Volum tarifat de energie [TWh]	26,90	25,27	52,18	56,35	(4,18)	(7%)
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS						
Venituri operaționale	858	1.462	2.319	1.310	1.009	77%
Transport și alte venituri din piața de energie, din care:	833	1.098	1.930	1.253	677	54%
Tarif reglementat	694	707	1.401	1.152	249	22%
Alte venituri din PE*	12	118	130	37	93	255%
Interconexiune	127	273	399	65	334	n/a
Alte venituri	25	364	389	57	332	n/a
Costuri operaționale	714	760	1.474	1.051	423	40%
Cheltuieli privind operarea sistemului	466	436	902	576	325	56%
Reparații și mentenanță	41	67	108	97	11	11%
Cheltuieli cu personalul	132	174	306	244	62	25%
Alte costuri	75	83	158	133	25	19%
EBITDA	143	702	845	259	586	226%
Amortizare	128	143	272	274	(3)	(1%)
EBIT	15	558	573	(16)	589	n/a
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT						
Venituri operaționale	1.747	2.221	3.967	2.445	1.522	62%
V.Servicii de sistem tehnologic	252	237	488	623	(135)	(22%)
V.Piața de echilibrare	1.495	1.984	3.479	1.823	1.656	91%
Costuri operaționale	1.726	2.221	3.946	2.419	1.527	63%
C.Servicii de sistem tehnologice	231	236	467	610	(143)	(23%)
C.Piața de echilibrare	1.495	1.985	3.480	1.810	1.670	92%
EBIT	21	-	21	26	(5)	(21%)
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)						
Venituri operaționale	2.604	3.682	6.286	3.756	2.531	67%
Costuri operaționale	2.440	2.981	5.421	3.471	1.950	56%
EBITDA	164	702	866	285	581	204%
Amortizare	128	143	272	274	(3)	(1%)
EBIT	36	558	594	11	584	n/a
Rezultat financiar	(3)	(4)	(7)	(9)	2	23%
EBT	33	554	587	2	586	n/a
Impozit pe profit	5	68	73	1	71	n/a
Profit net	28	487	515	0,45	514	n/a

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.

REZULTATE OPERAȚIONALE

I. Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie–decembrie 2022, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (52,18 TWh) a înregistrat o scădere de 7% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2021 (diferența între cele două perioade fiind de -4,2 TWh).

Segmentul profit permis



Venituri operaționale

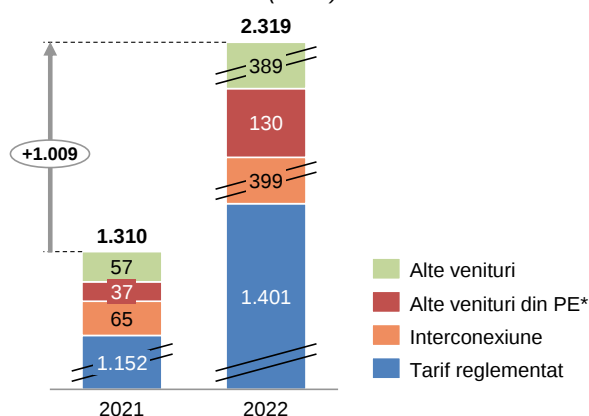
Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere de 77% a veniturilor (2.319 mil lei în anul 2022 față de 1.310 mil lei în la sfârșitul anului 2021) pe fondul creșterii veniturilor din interconexiune și a înregistrării veniturilor din capitalizarea CPT.

Începând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 august 2023, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile recunoscute în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial.

Pentru anul 2022, Compania a înregistrat **venituri din capitalizarea consumului propriu tehnologic (CPT)** în sumă de 338,5 mil lei, reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare.

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 ANRE, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Venituri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



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

Menționăm că venitul din capitalizarea CPT din categoria "Alte venituri" este de natură nemonetară, încasarea acestuia urmând a fi realizată de Companie în mod eşalonat prin tariful de transport în următorii cinci ani (2023-2027) în conformitate cu prevederile legislative incidente.

Creșterea veniturilor din transport și a altor venituri pe piața de energie (1.930 mil lei la sfârșitul anului 2022 față de 1.253 mil lei în anul 2021) este influențată în principal, de evoluția veniturilor din interconexiune. Veniturile obținute din aplicarea tarifului de transport au înregistrat o creștere de 249 mil. lei (+22%) față de anul precedent, această creștere acoperind parțial creșterea substanțială a costurilor suportate de Companie cu energia electrică achiziționată pentru acoperirea pierderilor tehnice din rețeaua de transport (CPT).

În intervalul ianuarie-decembrie 2022 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere semnificativă, de la 65 mil lei în anul 2021 la 399,2 mil lei în anul 2022 motivată de următoarele:

- prețului unitar al energiei electrice care a crescut în toată Uniunea Europeană, determinând o diferență mare de preț între piețele cuplate creșterea interesului participanților de a cumpăra capacitate de interconexiune,
- deficitului de energie înregistrat la nivel european.

Alocările implicite, în care se atribuie 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. Cele anuale, lunare și intrazilnice (*granițele cu Serbia, Ucraina*) sunt explicite - se licitează doar capacitatea de transport, iar cele zilnice și cele intrazilnice (*granițele cu Ungaria și Bulgaria*) sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea, prin mecanismul de cuplare.

În data de 17 iunie 2021, Piața pentru Ziua Următoare din România a trecut la funcționarea în mecanism cuplat la nivel european, odata cu implementarea proiectului DE-AT-PL-4M MC, proiect cunoscut și ca Interim Coupling, granița România - Ungaria fiind integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC).

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

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

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

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, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

În piețele cuplate, tranzacțiile cu energie se fac fără a se plăti taxe de rezervare a capacității pe linii, ceea ce ușurează comerțul iar mecanismul de cuplare face ca fluxurile de energie să meargă din piețele cele mai ieftine spre cele mai scumpe.

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC)

Aceste venituri au fost ușor mai mari în la sfârșitul anului 2022 (4 mil lei) comparativ cu aceeași perioadă din anul 2021 (3,3 mil lei), creșterea fiind cauzată de situația politică internațională care a condus la o creștere a schimburilor de energie programate cu Ucraina.

Începând cu data de 01.09.2022, tariful pentru schimburile cu țările perimetrice s-a modificat de la 0,6 EUR/MWh la 1,2 EUR/MWh, ceea ce a condus la o creștere a veniturilor înregistrate în ultimele luni ale anului.

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și respectiv din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat pe Piața de Echilibrare.

În intervalul ianuarie-decembrie 2022 (ca și pe parcursul anului 2021), principalul factor care a avut un impact semnificativ asupra veniturilor/cheltuielilor din tranzacțiile de energie pentru acoperirea CPT, este reprezentat de contextul creșterii prețurilor pe întreaga

pieță a energiei, pe toate orizonturile de timp, în condițiile scăderii valorii CPT realizat.

Cele douăsprezece luni din 2022 au crescut comparativ cu aceeași perioadă din 2021 având la bază situația actuală a prețurilor pe piața angro a energiei electrice care este semnificativ diferită față de situația din anii precedenți, fiind puternic influențată de conflictul din Ucraina și de criza energetică internațională.

Veniturile din ajutoare de avarie

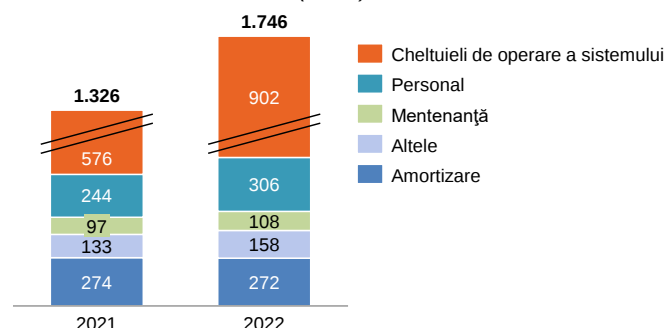
La 31 decembrie 2022 s-au înregistrat **venituri din ajutoare de avarie** în valoare de 45,3 mil lei, privind acordarea de ajutor de avarie (energie exportată) către Ucraina în lunile august și septembrie 2022 ca urmare a solicitării OTS vecin, în conformitate cu prevederile Contractului încheiat cu UKRENERGO.

De asemenea, în perioada octombrie-decembrie, pe fondul afectării infrastructurii energetice din Ucraina, s-a acordat ajutor de avarie Republicii Moldova.

Cheltuieli operaționale

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 32% (1.746 mil lei în anul 2022 față de 1.326 mil lei în anul 2021).

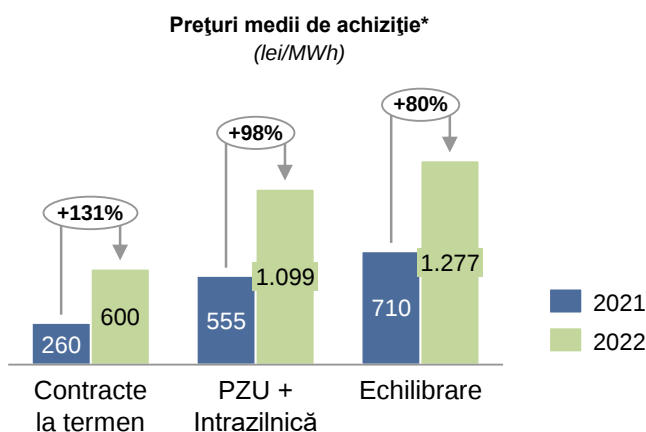
Costuri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



CPT: În intervalul ianuarie-decembrie 2022 costurile cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic sunt în sumă de 827 mil lei, mai mari cu 57% (+300 mil lei) comparativ cu ianuarie- decembrie 2021, motivată de următoarele:

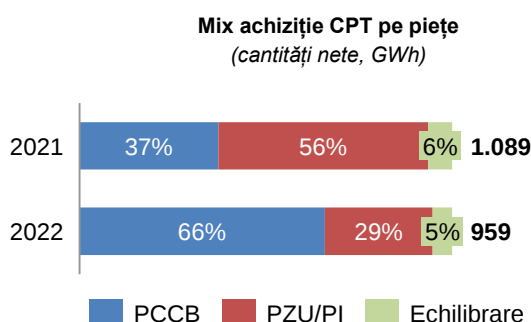
- datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua 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;

- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU, care în anul 2022 a fost de peste 2 ori mai mare față de perioada similară a anului 2021, depășind semnificativ valorile înregistrate în ultimii ani. Aceeași tendință s-a observat la nivel european.
- imprevizibilitatea pieței s-a manifestat prin creșterea accentuată și rapidă a prețurilor, în contextul creșterii prețului certificatului de emisii de carbon, al unui nivel al capacităților de producere a energiei electrice insuficient pentru a înlocui producția bazată pe combustibili fosili, în special pe cea pe cărbune și gaze, în contextul liberalizării pieței și a conflictului armat din Ucraina, a lipsei concurenței producătorilor și a concurenței furnizorilor pentru cumpărarea de energie, pentru a-și putea îndeplini contractele;
- având în vedere faptul că piețele pentru ziua următoare sunt cuplate în cadrul mecanismului CORE FB MC începând cu luna iunie 2022, creșterea prețurilor pe plan european, determinată de hidraulicitatea redusă, pe fondul secetei prelungite și a temperaturilor foarte ridicate în toată Europa, precum și de disponibilitatea redusă a centralelor nucleare electrice din Franța a avut un impact semnificativ în creșterea deficitului de energie electrică și a costurilor înregistrate pentru acoperirea CPT.



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

Pe toate piețele s-au înregistrat prețuri medii considerabil mai mari față de cele din anul 2021, iar mixul de achiziție (cantitativ net) prezintă următoarele componente în cele două perioade analizate:



Totodată, având în vedere prevederile OUG nr. 153/2022, Transelectrica va achiziționa energie electrică pentru acoperirea Consumului Propriu Tehnologic (CPT) prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică prevăzut în Anexa la OUG pentru perioada 01.01.2023 – 31.03.2025.

Astfel, pentru anul 2023, Compania a încheiat un contract pentru achiziționarea unei cantități de 714.402,3MWh, reprezentând 75% din cantitatea aferentă prognozei de consum validate.

Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET au înregistrat o creștere în procent de 61% în anul 2022 față de anul 2021 (39,6 mil lei în anul 2022 comparativ cu 24,6 mil lei în anul 2021) datorită majorării prețurilor de achiziție a energiei electrice dar și a modificărilor legislative aplicabile începând cu 01 iulie 2021, respectiv prevederile Ordinului ANRE nr. 82/2021.

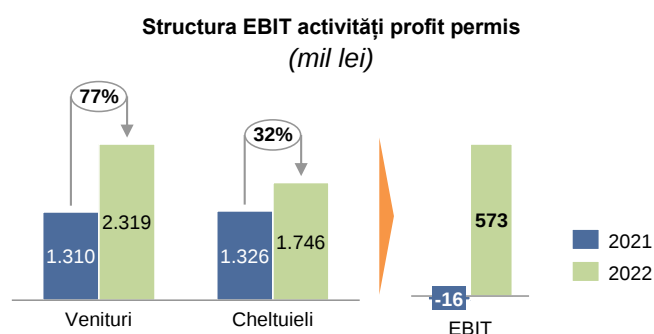
În vederea desfășurării activității de transport a energiei electrice în stațiile electrice și operării Sistemului Electroenergetic Național în condiții de siguranță, Transelectrica trebuie să achiziționeze energie electrică pentru acoperirea consumului aferent serviciilor interne din stațiile electrice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

Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

În anul 2022 aceste cheltuieli au fost mai mari cu un procent de 84% și reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO) care 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.

Rezultat operațional

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat în creștere cu +589 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut, creșterea fiind datorată în principal veniturilor din interconexiune și a veniturilor din capitalizarea CPT, începând cu data de 30 septembrie 2022 dată de la care Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022.



Piața angro a energiei electrice este fundamental diferită față de situația din anul 2021, puternic influențată de creșterea prețurilor pe piața de energie electrică, ceea ce a condus la creșterea costurilor Companiei pe segmentul activităților cu profit permis.

În acest sens poate fi observată evoluția prețurilor la energie pe piața spot europeană. Situația la nivel European s-a deteriorat rapid încă din a doua jumătate a anului 2021, stresul energetic fiind fără precedent în special pentru energia electrică și pentru gazele naturale, care constituie combustibil pentru producerea energiei electrice.

Segmentul zero profit

Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o creștere cu +1.522 mil lei, de la 2.445 mil lei la 31 decembrie 2021 la 3.967 mil lei la 31 decembrie 2022 determinată în principal de creșterea cu +1.656 mil lei a veniturilor pe piața de echilibrare.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a costurilor cu +1.527 mil lei, de la 2.419 mil lei la 31 decembrie 2021 la 3.946 mil lei la 31 decembrie 2022, determinată în principal de creșterea cheltuielilor pe piața de echilibrare.

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

- de reglementare
- reglementările legislative europene privind piața de energie și reglementările naționale cu impact semnificativ în evoluția pieței de energie electrică;
- aplicarea, începând cu data de 01 ianuarie 2022, a regulilor de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, conform Platformei IN (Imbalance Netting). În acest sens, din 01.01.2022 a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC) /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.
- privind funcționarea pieței
- creșterea accentuată a prețurilor pe piața de energie electrică la nivel european, în contextul crizei resurselor, cu impact în modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare la nivel local și regional;
- evoluția pieței de energie la nivel european și la nivel regional;
- modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare;

- evoluția prețului mediu înregistrat pe piața de echilibrare;
- evoluția dezechilibrului negativ înregistrat la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică.

Veniturile privind piața de echilibrare realizate în anul 2022, au fost mai mari cu +1.656 mil lei față de cele realizate în anul 2021.

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în anul 2022, au fost mai mari cu +1.670 mil lei față de cele realizate în 2021. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață.

Pentru activitatea de administrare a pieței de echilibrare, potrivit reglementărilor ANRE soldurile lunare nenule (surplusuri de venit) rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-au înregistrat soldurile respective.

Pentru anul 2023 se estimează că modul de realizarea a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare, evoluția producției și consumului de energie electrică la nivel național și contextul european de evoluție al pieței de energie electrică vor avea un impact semnificativ privind evoluția veniturilor/costurilor pe piața de echilibrare.

Serviciile de sistem tehnologice sunt achiziționate de Companie de la producători în scopul asigurării menținerii nivelului de siguranță în funcționare a SEN și a calității energiei electrice transportată la parametrii ceruți de normele tehnice în vigoare.

Contractarea acestor servicii se realizează:

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

Achiziția serviciilor tehnologice de sistem se realizează în regim concurențial prin licitații zilnice, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019. Serviciile de sistem au fost achiziționate în regim concurențial prin organizarea a 748 de licitații zilnice.

În anul 2022 contractarea serviciilor tehnologice de sistem în regim reglementat s-a efectuat numai pentru Energia Reactivă. Transelectrica a contractat Energia Reactivă de la Hidroelectrică SA, conform Deciziei ANRE nr.1078/2020.

Pe parcursul ianuarie-decembrie 2022, **veniturile din serviciile de sistem tehnologice** au înregistrat o scădere în procent de 22% comparativ cu ianuarie-decembrie 2021 (488 mil lei la 31 decembrie 2022 față de 623 mil lei la 31 decembrie 2021), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii, în condițiile reducerii cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 7%.

Valoarea **cheltuielilor privind serviciile de sistem tehnologice** în anul 2022, a înregistrat o scădere în procent de 23% comparativ cu aceeași perioadă din 2021 (467 mil lei în 2022 comparativ cu 610 mil lei în 2021).

Valoarea costurilor cu achiziția STS pentru anul 2022 a fost determinată în principal de următorii factori:

- prețurile de achiziție a serviciilor de sistem pe piața concurențială s-au menținut în jurul valorilor:
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj secundar la valoarea de 77,77 lei/hMW;
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj terțiare rapide, creștere de putere la valoarea de 38,66 lei/hMW;
 - ✓ prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj terțiare rapide, reducere de putere la valoarea de 9,42 lei/hMW.
- manifestarea pe parcursul anului 2022 a unui nivel ridicat de concentrare a pieței serviciilor tehnologice de sistem pentru serviciile tehnologice de sistem rezervă secundară (RS).

Compania refacturează valoarea serviciilor de sistem tehnologice achiziționate de la producători către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE, care beneficiază în final de aceste servicii.

Pentru anul 2022 achiziția serviciilor tehnologice de sistem prin licitații zilnice și pe sens realizată în concordanță cu prevederile Reglementărilor Europene, evoluția cadrului de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică, a avut un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem la nivelul Companiei.

Pentru activitatea de servicii de sistem tehnologice, potrivit reglementărilor ANRE surplusul/deficitul de venit față de costurile recunoscute rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-a înregistrat surplusul/deficitul respectiv. Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului.

Pentru anul 2023 se estimează că, un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția

serviciilor de sistem prin licitații zilnice și pe sens, la nivelul Transelectrica SA, îl vor avea evoluția cadrului de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică, cât și contextul european de evoluție a pieței de energie electrică.

Rezultat operațional

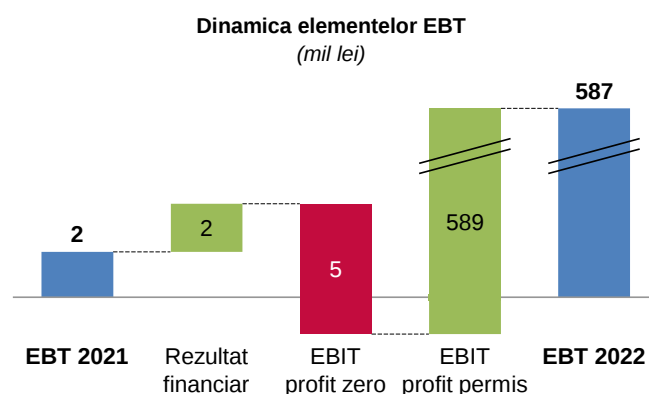
EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat pozitiv de 21 mil lei, în scădere cu 5,4 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.

Cadrul de reglementare specific activităților zero profit conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activităților respective.

II. Rezultat brut Companie (EBT)

Venituri operaționale totale

Veniturile totale operaționale realizate în anul 2022 au înregistrat o creștere în procent de 67% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (6.286 mil lei în 2022 față de 3.756 mil lei în 2021), determinată în principal de creșterea semnificativă a veniturilor obținute din alocarea capacităților de interconexiune, a veniturilor realizate pe piața de echilibrare, concomitent cu înregistrarea veniturilor din capitalizarea CPT, în conformitate cu legislația aplicabilă (pentru partea din costul total CPT care nu a fost acoperită din tariful de transport în anul 2022), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor.



Cheltuieli operaționale totale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în anul 2022 au înregistrat o creștere de 52% comparativ cu perioada similară a anului anterior, 5.692 mil lei în 2022 față de 3.745 mil lei în 2021).

Rezultatul brut a înregistrat creștere în perioada analizată, de la 2 mil lei în anul 2021 la 587 mil lei în anul 2022.

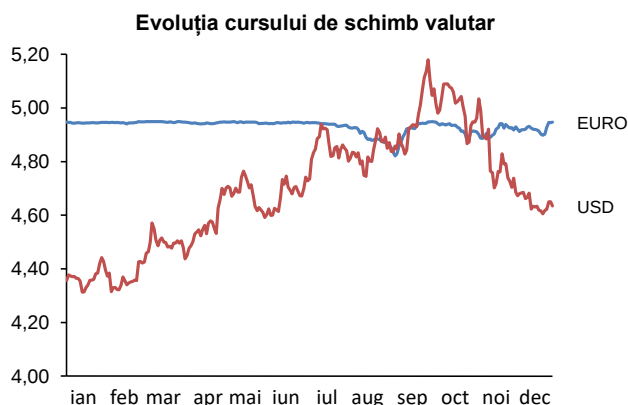
Dinamica între rezultatul înregistrat în anul 2022 comparativ cu anul 2021, descompusă pe

componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:

III. Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în perioada ianuarie-decembrie 2022 este negativ în valoare de 7 mil lei, pe fondul evoluției cheltuielilor/veniturilor din diferențele de curs valutar. Nivelul crescut al acestora a fost influențat semnificativ de volumul mare al tranzacțiilor aferente segmentului de activitate privind cuplarea piețelor.

Evoluția cursului de schimb RON/EUR și RON/USD în anul 2022 este redată în graficul următor:



IV. Rezultat net

Rezultatul net la sfârșitul anului 2022 a înregistrat o apreciere comparativ cu anul precedent atât pe fondul creșterii prețului unitar al energiei electrice cât și a deficitului de energie electrică existent în toată Uniunea Europeană, fapt ce a condus la înregistrarea de venituri mai mari din alocarea capacității din interconexiune, concomitent cu aplicarea noilor reglementări cu privire la acoperirea costurilor nete cu CPT. Pentru partea din costul total CPT care nu a fost acoperită de tariful de transport în anul 2022, în conformitate cu legislația aplicabilă a fost înregistrat un venit special (*venituri din capitalizarea CPT*). Acest venit este de natură nemonetară, încasarea acestuia urmând a fi realizată de Campanie în mod eșalonat prin tariful de transport în următorii cinci ani (2023-2027) în conformitate cu prevederile legislative incidente.



POZIȚIA FINANCIARĂ

Situația separată a poziției financiare la 31 decembrie 2022 versus 31 decembrie 2021 este prezentat în tabelul de mai jos:

Situația separată a poziției financiare				
[mil RON]	2022	2021	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	4.002	3.815	187	5%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	22	30	(8)	(27%)
Imobilizări necorporale	338	7	331	n/a
Imobilizări financiare	86	82	4	5%
Total active imobilizate	4.447	3.933	514	13%
Active circulante				
Stocuri	42	40	2	5%
Creanțe	3.340	2.996	345	12%
Impozit pe profit de recuperat	4	21	(17)	(81%)
Numerar și echivalente	315	252	63	25%
Total active circulante	3.702	3.309	393	12%
Total active	8.149	7.242	907	13%
Capitaluri proprii	3.869	3.355	513	15%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	439	443	(4)	(1%)
Împrumuturi pe termen lung	56	79	(24)	(30%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	15	23	(8)	(35%)
Alte datorii pe termen lung	178	177	1	0%
Total datorii pe termen lung	687	723	(36)	(5%)

Situția separată a poziției financiare				
[mil RON]	2022	2021	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	3.372	3.034	339	11%
Împrumuturi pe termen scurt	92	25	67	271%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	8	-	2%
Alte datorii pe termen scurt	120	98	23	23%
Total datorii curente	3.593	3.164	429	14%
Total datorii	4.281	3.887	393	10%
Capitaluri proprii și datorii	8.149	7.242	907	13%

I. Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în anul 2022 comparativ cu aceeași perioadă din 2021 o creștere în procent de 13% (+514 mil lei), determinată în principal de capitalizarea CPT în valoare de 338,5 mil lei.

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

Imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri reprezintă dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Începând cu 01.10.2020 a intrat în vigoare contractul de închiriere valabil pe o perioadă de 5 ani.

La data de 31 decembrie 2022, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 21,9 mil lei.

Imobilizări necorporale – CPT suplimentar

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.

Pentru anul 2022, Compania a capitalizat suma de 338,5 mil lei reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, concomitent cu înregistrarea cheltuielilor cu amortizarea aferentă

perioadei octombrie-decembrie 2022, în sumă de 14 mil lei.

Imobilizări financiare

Imobilizările financiare la data de 31 decembrie 2022 au înregistrat o creștere în valoare de 4 mil lei (5%) față de 31 decembrie 2021, reprezentând reclassificarea unor garanții. Valoarea imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2022 este de 86 mil lei.

II. Active circulante

Activele circulante au înregistrat o creștere în procent de 12% la 31 decembrie 2022 (3.702 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2021 (3.309 mil lei), datorată în principal creșterii creanțelor comerciale și alte creanțe, dar și a elementelor de numerar și echivalente.

Creanțele comerciale înregistrează o creștere cu 201 mil lei (2.394 mil lei la 31 decembrie 2022 comparativ cu 2.194 mil lei la 31 decembrie 2021). Evoluțiile cele mai importante le-au avut:

- clienții din activitatea operațională care datorită creșterii tranzacțiilor rezultate din mecanismele de cuplare a piețelor de energie au generat un sold mai mare al creanțelor din activitatea operațională (1.696 mil lei la data de 31 decembrie 2022 față de 1.408 mil lei la 31 decembrie 2021).

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: OPCOM, MAVIR, Electrica Furnizare SA, Ciga Energy SA, IBEX, Cinta Energy SA, RAAN, Hidroelectrică SA, Joint Allocation Office SA (JAO), Complexul Energetic Oltenia SA.

Ponderea clienților mai sus prezentați este de circa 77% în total creanțe comerciale.

- clienții - schema de sprijin, care au înregistrat o scădere de 37% aferentă soldurilor perioadei analizate determinată, în principal, de diminuarea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare, în strânsă legătură cu scăderea valorii contribuției pentru cogenerare, stabilită de ANRE.

La data de 31 decembrie 2022, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 5% față de 9% la 31 decembrie 2021, din total creanțe comerciale. 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 2022, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 131 mil lei, reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76,70 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 21,2 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,88 mil lei, PetProd – 4,39 mil lei, Romenergy Industry – 2,68 mil lei, RAAN – 2,38 mil lei, UGM Energy – 1,50 mil lei, CET Govora – 0,90 mil lei, KDF Energy – 0,88 mil lei și alții.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat integral creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2021 (suma de 22,89 mil lei): CET Govora (15,04 mil lei), BEPCO (4,26 mil lei) și Electrocentrale București (3,59 mil lei), precum și suma de 32,63 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2022.

Pentru stingerea creanțelor generate de supracompensare și bonus necuvenit, Compania a solicitat producătorilor calificați în schema de sprijin efectuarea de compensări reciproce. Pentru producătorii (RAAN, CET Govora) care nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datorii reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare

a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

Alte creanțe la data de 31 decembrie 2022, în sumă de 166,8 mil lei includ în principal:

- debitori diverși (104 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 83,2 mil lei (din care suma de 35,35 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: RAAN (16,90 mil lei), Romelectro (13,42 mil lei), CET Govora (9,61 mil lei), Electrocentrale București (9,41 mil lei), Eco Energy SRL (8,91 mil lei), Petprod SRL (8,89 mil lei).
 - compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice: Next Energy Partners (8,39 mil lei), Enol Grup (2,54 mil lei) și Arelco Power (0,99 mil lei).
 - creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 9,2 mil lei sunt reprezentate în principal de cotizația ENTSO-E aferentă anului 2023 (6,99 mil lei).
- alte creanțe sociale în sumă de 1,85 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților ce urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansurile către furnizori achitate la 31 decembrie 2022 sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 697 mil lei față de decembrie 2021 când au fost în sumă de 701 mil lei. Soldul reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (ICP – *Interim Coupling Project*, SIDC – *Single Intraday Coupling*, SDAC – *Single Day-ahead Coupling* și FBMC – *Flow Based Market Coupling*) în valoare de 593,6 mil lei - pentru ICP, FBMC și SDAC și 103,4 mil lei – pentru SIDC.

Startul cuplării de succes SDAC Single Day-ahead Coupling s-a efectuat în data de 28 octombrie 2021 și reprezintă rezultatul cooperării dintre Operatorii Desemnați ai Pieței de Energie Electrică (OPEED) și Operatorii de transport și sistem (OTS) din Bulgaria și România, respectiv IBEX EAD, OPCOM SA, ESO EAD și Transelectrica.

Lansarea cuplării pieței de energie pe bază de fluxuri în regiunea Core, în data de 08 iunie 2022, a reprezentat

tranziția de la mecanismul de cuplare ICP – Interim Coupling Project la FBMC – Flow Based Market Coupling, optimizând piața europeană de energie electrică pentru 13 țări: Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia.

În cadrul proiectului FBMC, Transelectrica are rolul atât de Shipper (Agent de Transfer), cât și de CCP – Central Counterparty. În calitate de CCP, Compania are sarcina de a transfera fluxurile financiare generate de fluxurile de energie electrică, urmare a procesului de cuplare.

TVA de recuperat reprezintă suma de 291,8 mil lei aferentă deconturilor pentru perioada septembrie-decembrie 2022 și octombrie 2020, din care până la data prezentului raport, s-a încasat suma de 194 mil lei.

Cele mai mari ajustări de depreciere existente în sold la 31 decembrie 2022, reprezintă creanțe comerciale și penalitățile aferente pentru CET Govora (25,1 mil lei), Eco Energy SRL (24,7 mil lei), Petprod SRL (23,5 mil lei), Arelco Power (14,8 mil lei), Total Electric Oltenia SA (14,2 mil lei), Romenergy Industry (13,5 mil lei), Romelectro SA (11,8 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Next Energy Partners SRL (8,4 mil lei).

III. Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 687 mil lei la data de 31 decembrie 2022 au înregistrat o scădere în procent de 5% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2021 în sumă de 723 mil lei.

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 31 decembrie 2022 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2021 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente. În schimb, valoarea împrumuturilor pe termen scurt a crescut de la soldul de 25 mil lei în luna decembrie 2021 la 92 mil lei în 31 decembrie 2022 prin utilizarea unor sume din creditele bancare pe termen scurt contractate pentru activitatea curentă și pentru plata contravalorii energiei electrice achiziționate pentru CPT.

În același timp **datoriile pe termen scurt** au înregistrat o creștere în procent de 14%, de la 3.164 mil lei la 31 decembrie 2021 la 3.593 mil lei la 31 decembrie 2022, în principal pe fondul creșterii datoriilor comerciale și altor datorii. Impact în evoluția datoriilor comerciale au avut:

- **furnizorii pe piața de energie** care au crescut cu 63 mil lei și înregistrează sold în sumă de 1.956 mil lei la decembrie 2022 față de 1.893 mil lei în 2021.

Această evoluție a fost influențată în principal de:

- creșterea soldului datoriilor aferente activității operaționale cu 212 mil lei care a fost determinată în principal de creșterea în trimestrul IV al anului 2022 a volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie electrică.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: IBEX, MAVIR, Hidroelectrică SA, OPCOM, Joint Allocation Office, S Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București SA, ELEKTROENERGIEN SISTEMEN OPERATOR EAD, CIGA Energy SA, Electrica Furnizare SA. La 31 decembrie 2022, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 91,7%.

- scăderea semnificativă a datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători) cu 181 mil lei a fost determinată, de reducerea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2022, față de luna decembrie 2021.

La data de 31 decembrie 2022, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 35,5 mil lei (RAAN – 32,2 mil lei și CET Govora SA – 3,4 mil lei), reprezentând bonusul lunar de cogenerare, ante-supracompensarea pentru anii 2014 și 2015, bonusul neacordat pentru anul 2015.

Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de RAAN și CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât furnizorii (producătorii) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

- **furnizorii de imobilizări** au scăzut cu 19,6 mil lei datorită efectuării plăților ajunse la scadență,
- **“alte datorii”** în schimb, **au crescut** cu 270,5 mil lei, de la soldul de 965,5 mil lei în anul 2021 la 1.235,9 mil lei în 31 decembrie 2022.

Structura “alte datorii” se prezintă, astfel:

- **creditori diverși** în sumă de 389,7 mil lei (au crescut cu 244 mil lei față de 31 decembrie 2021) sunt reprezentați în principal poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 380 mil lei și contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET (6,4 mil lei),
- **clienți creditori** la data de 31 decembrie 2022 sunt în sumă de 771 mil lei (au crescut cu 19 mil lei față de 31 decembrie 2021) și reprezintă sume încasate în avans de la OPCOM (532 mil lei), MAVIR (212 mil lei), IBEX (24,5 mil lei) în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling),

SDAC (Single Day-ahead Coupling) și FBMC (Flow Based Market Coupling).

- *datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri*, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 8 mil lei (datorie pe termen scurt).
- *alte datorii* în sumă de 51,9 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de Transelectrica în sumă de 34,9 mil lei și TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 16,7 mil lei.

Provizioanele au înregistrat o creștere de valoare în perioada analizată în comparație cu anul 2021, de la 51,7 mil lei la 31 decembrie 2021 la 68,2 mil lei la 31 decembrie 2022. Principalele elemente componente au avut următoarea evoluție:

- scăderea valorii provizioanelor constituite pentru litigii care la data de 31 decembrie 2022 sunt în sumă de

24,7 mil lei comparativ cu 31,2 mil lei înregistrată la finele anului 2021,

- creșterea provizioanelor pentru contracte de mandat care la 31 decembrie 2022 prezintă un sold de 43,3 mil lei (20,5 mi lei la 31 decembrie 2021) și care reprezintă în principal componenta variabilă aferentă pachetelor OAVT alocate și nevalorificate pe durata mandatelor executate în perioada 2013-2017, și componenta variabilă, compensația de neconcurență și compensația aferentă indemnizațiilor fixe brute lunare pentru mandatele încheiate în perioada 2020- 2024.

IV. Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere determinată în principal de înregistrarea în rezultatul reportat al profitului net în sumă de 515 mil lei, realizat la 31 decembrie 2022. Astfel capitalurile proprii la 31 decembrie 2022 sunt în valoare de 3.869 mil lei față de 3.355 mil lei la 31 decembrie 2021.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

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



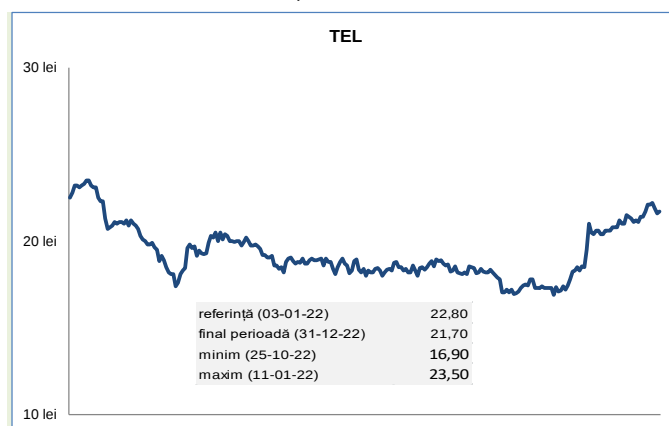
Pe data de 29.08.2022, Transelectrica a împlinit 16 ani de la data listării la Bursa de Valori București în cadrul programului “O piață puternică - Dezvoltarea pieței de capital”, fiind prima companie cu capital majoritar de stat listată.

Anul 2022 a debutat cu un preț de tranzacționare de 22,80 lei/acțiune, prevestind prețul maxim al perioadei de 23,50 lei/acțiune din data de 11.01.2022. La finalul perioadei prețul unei acțiuni TEL a fost 21,70 lei, aducând o capitalizare bursieră de 1.591 mil lei, în recuperare de valoare față de prețul minim 16,90 lei înregistrat în data de 25.10.2022.

Compania deține capacitatea de a se adapta contextului economic generat de criza energetică agravată de războiul dintre Rusia și Ucraina, repercursiunile fiind observate chiar și în prețul acțiunii care pe parcursul perioadei a scăzut cu 26% față de valoarea de referință de la începutul anului, implicând valoarea de piață înregistrând o scădere cu 429 mil lei.

Pe parcursul anului 2022 tranzacționarea acțiunilor TEL pe piața de capital din România a înregistrat 14.957 tranzacții cu un număr mediu de 60 tranzacții/zi și 2.142.121 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 42.039 mii lei.

Evoluția acțiunii TEL

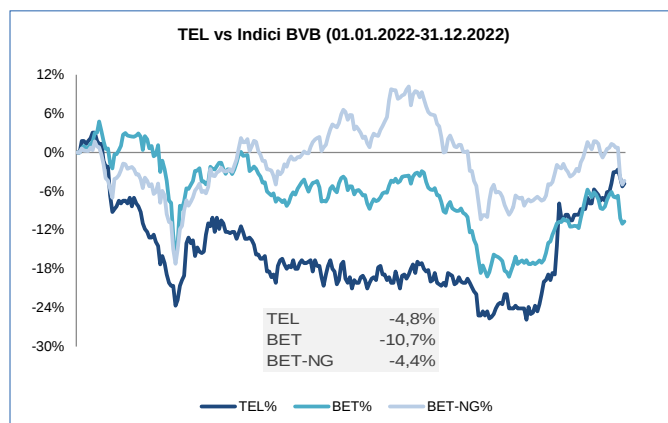


Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET, BET-NG, BET-TR, BET-XT, BET-XT-TR, BET-BK, BETPlus, BET-TRN, BET-XT-TRN. Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

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

Conform ultimei date de ajustare periodică înregistrată în data de 09.12.2022, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,25% în indicele BET și 3,89% în indicele BET-NG.

Evoluția acțiunii TEL în raport cu cei doi indici se regăsește prezentată în graficul de mai jos:



PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

Riscul este un concept obiectiv, ceea ce înseamnă că este măsurabil și poate fi minimizat prin măsuri preventive. Expunerea la risc apare atunci când o acțiune dă naștere unui posibil câștig sau unei pierderi, ce nu pot fi anticipate cu certitudine.

Incertitudinea se referă la o situație în care există mai multe alternative care duc la un rezultat specific, dar probabilitatea rezultatului nu este certă. Aceasta se datorează informațiilor sau cunoștințelor insuficiente despre starea actuală. Prin urmare, este greu de definit sau de prezis rezultatul sau evenimentele viitoare.

În mod evident cunoașterea amenințărilor permite o ierarhizare a acestora în funcție de eventualitatea materializării lor, de amploarea impactului asupra obiectivelor și de costurile pe care le presupun măsurile menite a reduce șansele de apariție sau de a limita efectele nedorite.

La nivelul Transelectrica se analizează periodic și sistematic riscurile legate de desfășurarea activităților proprii, elaborându-se Registrul riscurilor identificate și Planul de implementare a măsurilor de control corespunzătoare în direcția limitării posibilelor consecințe ale acestor riscuri, în conformitate cu prevederile legale.

Printre elementele care ar fi putut afecta lichiditatea Companiei se numără:

- fluctuația ratei dobânzii;

În vederea limitării impactului fluctuației ratei dobânzii asupra lichidității, Compania a contractat credite pe termen lung cu rată fixă a dobânzii, totodată a negociat cele mai bune rate de dobândă;

Creșterea prețurilor la energia electrică generată de contextul economic actual a condus la o majorare semnificativă a necesarului de finanțare a capitalului de lucru al Companiei, fapt soluționat prin contractarea unei linii de credit pe termen scurt, cu o rată de dobândă de Robor 1M+0,05%.

Ca urmare a menținerii prețurilor ridicate, la nivelul întregii economii, necesitatea apelării la fonduri externe pentru susținerea activității operaționale a fost soluționată prin prelungirea, la 2 ani, a liniei de credit contractată în luna martie.

- variația cursului valutar;

Pentru onorarea obligațiilor în valută, pentru limitarea impactului fluctuației cursului valutar, Compania are deschise conturi în valută la diferite bănci. În plus, Transelectrica negociază cele mai bune rate de schimb valutar.

- prevederile din acordurile de finanțare: în cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari (covenanți), schimbări de control asupra Companiei, clauze tip pari passu.

Încălcarea acestor clauze, poate atrage după sine, în baza unei notificări prealabile și a unui timp rezonabil, plata anticipată a creditului, unele credite având clauze penalizatoare în cazul rambursării anticipate.

Până la această dată, Compania nu a primit nici o notificare de rambursare anticipată pentru neîndeplinirea obligațiilor asumate (nu au fost situații de neîncadrarea în prevederile din acordurile de finanțare ale Companiei).

- riscul de credit: o pierdere financiară datorită incapacității sau refuzului unui partener contractual de a-și îndeplini obligațiile contractuale. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale. În anul 2022, în relația cu clienții nu au fost întâmpinate probleme, facturile fiind încasate în termen sau cu mici decalaje nesemnificative.
- riscul de neîncasare a garanțiilor în cadrul proiectelor de investiții: principala cauză a acestui tip de risc rezultă din existența unor societăți bancare sau societăți de asigurări care oferă servicii de garantare fără a avea capacitatea financiară de

a-și onora obligațiile asumate în cadrul instrumentelor de garantare emise. Pe parcursul anului 2022 acest risc nu s-a materializat la nivelul Companiei.

- riscul privind neîndeplinirea condițiilor legale: lichiditatea Companiei ar putea fi afectată de amenzi cauzate de neconformități semnalate în cadrul activităților de control periodic din partea instituțiilor abilitate (ANAF, CCR, MFP, etc). La nivelul anului 2022, acest risc nu s-a materializat,
- nivelul fiscalității, inclusiv introducerea unor noi taxe și impozite. Acest risc nu s-a materializat în anul 2022.

Alte riscuri care ar putea influența performanța financiară a Companiei, pot fi:

- riscul deteriorării ratingului de credit ca urmare a înrăutățirii indicatorilor și climatului macroeconomic și politic sau/și înrăutățirii performanței financiare a Companiei. Acest risc reflectă un complex de factori, cu potențial efect asupra creșterii costurilor de finanțare pe piața de credit, ceea ce poate afecta semnificativ Compania având în vedere volumul substanțial de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiții aferent următorilor ani.

În data de 8 decembrie 2022 agenția de rating Moody's reconfirmă ratingul atribuit Companiei în anul 2021 (calificativul Baa3, perspectiva stabilă).

Cu toate acestea există riscul ca agențiile de rating să retrogradeze România (ratingul Companiei este puternic dependent de ratingul suveran) ca urmare a inflației accelerate care a depășit procentul de 16%, dar și a situației militare de la granițele țării.

- riscul investițional ca urmare a dificultăților financiare la nivelul filialelor datorate în principal mediului concurențial,
- proces îngreunat de achiziții ale lucrărilor din Programul de Mentenanță RET, fapt ce poate conduce la realizarea incompletă a acestuia;
- proces îngreunat de achiziții ale lucrărilor din Programul Anual de Investiții, fapt ce poate conduce la realizarea sub nivelele programate cantitative sau calitative a acestuia.

În ceea ce privește elementele, evenimentele sau factorii de incertitudine care au influențat activitatea fondurilor europene pentru finanțarea proiectelor de investiții menționăm:

- 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,

- modificarea legislației în domeniul ajustării prețurilor aferente contractelor din cadrul proiectelor finanțate din fonduri europene nerambursabile, pentru reechilibrarea contractelor, a generat incertitudini legate de modalitatea de aplicare a formulelor de ajustare și interpretări diferite, pentru diferitele tipuri de contracte încheiate sau care urmează să fie încheiate, fapt care a indus sincope în implementarea proiectelor și în respectarea planurilor de execuție a lucrărilor, cu efect asupra termenelor de implementare asumate.

Situația actuală a prețurilor pe piața angro a energiei electrice continuă să mențină același trend început în anul 2021 depășind semnificativ valorile înregistrate în ultimii ani.

În acest context Compania s-a confruntat în anumite perioade cu o lipsă de lichidități bănești cauzate de:

- contextul european de evoluție a pieței de energie electrică, cu impact semnificativ privind costurile Companiei.
- creșteri accelerate a prețurilor atât pe Piața pentru Ziua Următoare, cât și pe Piața Intrazilnică, și a volumului crescut de tranzacții efectuate de Companie pentru a realiza o acoperire a CPT cât mai aproape de momentul de livrare.
- evoluția veniturilor/costurilor pe piața de echilibrare.

Pentru remedierea lipsei temporare de lichidități, Transelectrica a apelat la finanțare pe termen scurt prin contractarea unui credit de tipul liniilor de credit revolving.

Compania acordă importanța cuvenită analizei mediului de risc și identifică din timp posibile riscuri ce pot apărea în viitor și a căror abordare trebuie pregătită din timp, nu se limitează la a trata consecințele evenimentelor care s-ar produce, ci adoptă un stil de management reactiv, implementând o componentă preventivă prin măsuri luate în avans, menite să atenueze manifestarea riscurilor.

Totodată, revizuirea periodică a riscurilor, așa cum este prevăzută în standarde, conduce la realocări ale resurselor în concordanță cu modificarea ierarhiilor și, implicit, a priorităților.

Compania acordă o atenție sporită managementului 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 deschidere în caz de necesitate pe partea de finanțare prin facilități de credit active.

Pe parcursul anului 2022, datorită soluțiilor găsite și măsurilor întreprinse la timp, Compania și-a respectat obligațiile financiare.

Companiile de transport energie împreună cu ENTSOE au publicat la sfarsitul anului 2022 un raport actualizat cu privire la perspectivele iernii 2022-2023 pe baza unor scenarii, luând în considerare situația critică față de iernile anterioare.

Scenariul de referință presupune: monitorizarea atentă a situației hidrologice, disponibilitatea nucleară scăzută (care poate adauga stres sistemelor energetice) și furnizarea de energie electrică care depinde în mare măsură de gaz în toate scenariile de iarnă.

Riscurile suplimentare identificate pentru sistemele țărilor pot fi:

- indisponibilitatea nucleară mai mare decât cea prevăzută, va avea un impact local dar puternic (de ex. Franța și sistemul Nordic),
- constrângeri suplimentare în furnizarea de combustibili cresc riscurile de adecvanță ale sistemelor (ex. Germania sau Polonia),
- trecerea de la încălzirea pe gaz la încălzirea electrică directă poate pune presiune pe anumite sisteme energetice și se poate crea indirect o cerere suplimentară de gaz pentru alimentarea cu energie electrică.

Se consideră conform raportului, că sistemele de stocare a energiei joacă un rol esențial pentru asigurarea securității energetice aferente fiecărei țări, iar fără o pregătire pentru iarna 2023/2024 în ceea ce privește stocarea gazului, situația s-ar putea deterioara în anul 2023.

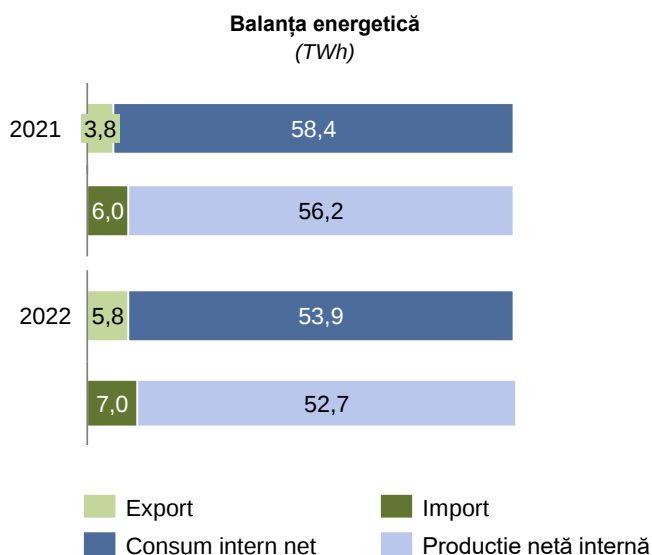


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – decembrie 2022, s-au înregistrat scăderi ale consumului intern net¹ și a producției nete de energie, cu 8%, respectiv 6% față de aceeași perioadă a anului precedent.

Schimbările fizice transfrontaliere de export înregistrează în anul 2022 o creștere de 51% față de anul 2021, iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat creștere în procent de 16%.



În intervalul ianuarie-decembrie 2022, consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat scăderi în toate cele douăsprezece luni calendaristice.

Scăderea consumului a fost influențată pe de o parte de creșterea prețurilor la combustibilii primari, fenomen care s-a reflectat în prețul final al energiei electrice, iar pe de altă parte, temperaturile medii lunare care au înregistrat sistematic anomalii pozitive, situându-se în general, peste normele climatologice.

Un alt element care a condus la reducerea consumului național de energie electrică, îl reprezintă intrarea în vigoare a Regulamentului (UE) 2022/1854 din 6 octombrie 2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie. Acesta prevede la articolul 3, alin.1, faptul că statele

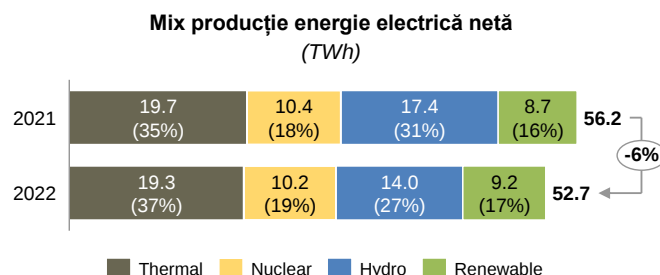
¹ valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție precum și consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj

membre depun eforturi pentru a pune în aplicare măsuri de reducere a consumului lunar brut total de energie electrică cu 10% față de media consumului brut de energie electrică din lunile corespunzătoare din perioada de referință².

MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie – decembrie 2022 comparativ cu perioada similară a anului 2021, s-a înregistrat o scădere a componentei Termo și Nuclear cu 2%, iar a componentei Hidro cu 20% (cauzată în principal de hidraulicitatea mai scăzută față de anul trecut).

Creșterea a înregistrat componenta din surse Regenerabile în procent de 5%, în principal pe baza creșterii producției de energie fotovoltaică (4%) și eoliană (6%).



Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – decembrie 2022 se observă că cea mai mare pondere, 37%, este reprezentată de componenta Termo urmată de componenta Hidro 27%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ 17% și respectiv 19%.

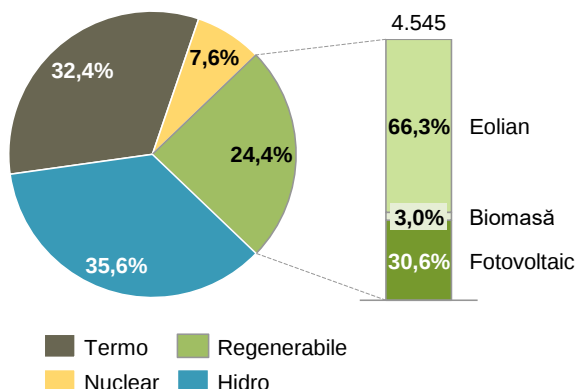
PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

Puterea instalată în centralele pe surse termo a crescut cu aproximativ 1% în anul 2022, de la 5.966 MW instalați la 31 decembrie 2021, la 6.052 MW instalați la 31 decembrie 2022.

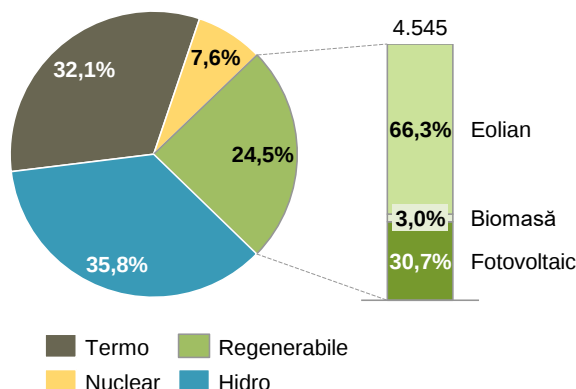
Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie - decembrie 2022 versus ianuarie - decembrie 2021, este redată în graficele care ce urmează:

²Art. 4, alin (1): Fiecare stat membru identifică orele de vârf care corespund în total unui procentaj minim de 10 % din numărul total de ore din perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 31 martie 2023.

Putere instalată 2022 (18.652 MW. valoare brută)



Putere instalată 2021 (18.569 MW. valoare brută)



Noua realitate geopolitică și de pe piața energiei, generată de criza din Ucraina, ce a amplificat criza energetică existentă la nivelul Uniunii Europene, a evidențiat faptul că utilizarea în continuare a cărbunului la producerea energiei electrice trebuie privită ca o soluție temporară necesară, menită să contribuie la scăderea dependenței UE de o sursă nefiabilă de gaze naturale, ca etapă asumată în implementarea Pactului Ecologic European.

FLUXURI TRANSFRONTALIERE

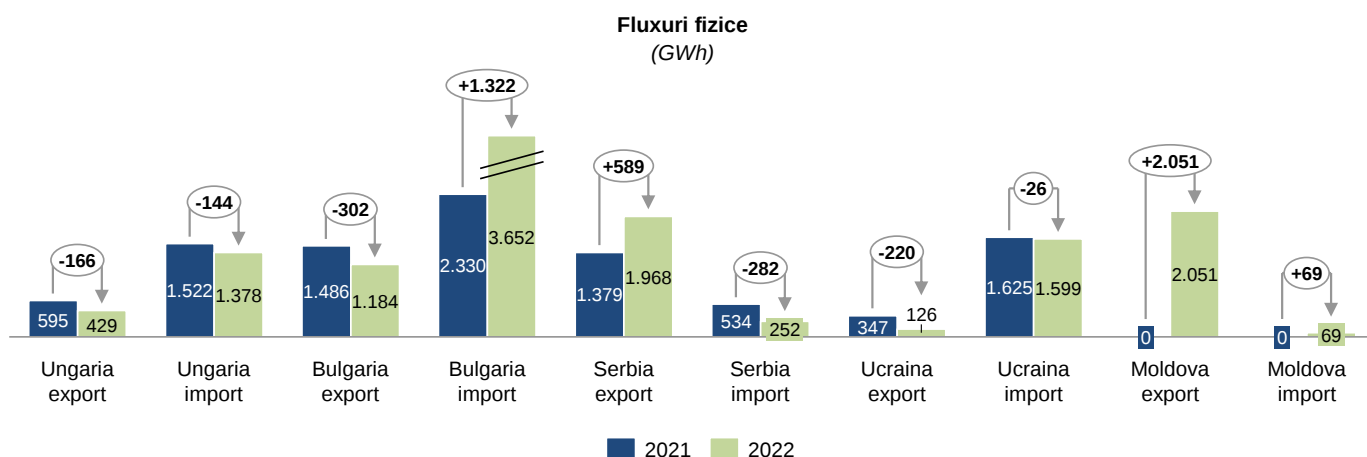
Distribuția fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie – decembrie 2022 față de ianuarie - decembrie 2021 se prezintă astfel:

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

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

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - decembrie 2021, fluxurile fizice de export au scăzut cu Bulgaria (-20% -302 GWh), cu Ungaria (-28% -166 GWh) și cu Ucraina (-64% -220 GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (+43% + 589 GWh) și cu Moldova (+2.051GWh), concomitent cu creșterea fluxurilor fizice de import pe liniile de interconexiune cu Bulgaria (+57% +1.322 GWh) și cu Moldova (+69 GWh) și scădere pe Serbia (-53% -282GWh), Ungaria (-9% -144GWh) și Ucraina (-2% -26GWh)

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



Deși în anul 2022 soldul SEN s-a menținut pe import, 1.193 GWh, acesta a înregistrat o scădere cu 45,9 % comparativ cu anul 2021, în care cantitatea de energie electrică importată a fost de 2.205 GWh. Cantitatea de energie evitată la activare în cadrul platformei de compensare a dezechilibrelor IGCC înregistrată anul trecut a fost de 174,9 GWh (import) în sensul de creșterii de putere, respectiv de 258,8 GWh (export) în sensul reducerii de putere.

Începând cu data de 17 decembrie 2021, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL este conectat permanent la platforma europeană de compensare a dezechilibrelor, IGCC. Prin această alăturare, Transelectrica se conformează obligațiilor legale instituite prin regulamentul european (UE) 2017/2195 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a

unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22).

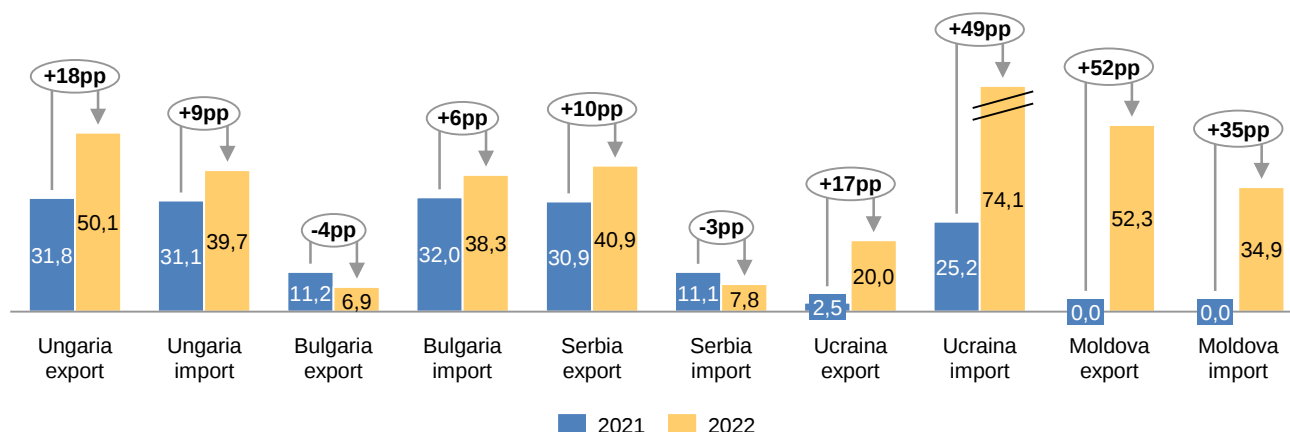
Față de anul 2021, s-a înregistrat în general o creștere a gradului de utilizare a capacității alocate atât la import cât și la export, respectiv o creștere a **schimburilor comerciale** cu 8% la import, 28% la export și cu 83% a energiei tranzitate, pe fondul unei hidraulicități mult mai reduse comparativ cu anul trecut și în condițiile unui consum intern de energie electrică mai mic comparativ cu perioada similară din 2021.

În intervalul ianuarie - decembrie 2022 gradul de utilizare a capacității total alocate pe liniile de

interconexiune a crescut pentru export pe granița cu Moldova iar pe direcția import a crescut semnificativ pe granița cu Ucraina.

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.

Grad de utilizare a capacității total alocate (%)



Creșterea gradului de utilizare a capacității alocate în anul 2022 comparativ cu anul 2021, este determinată și de includerea cantităților importate și exportate de energie electrică ca urmare a participării Companiei în calitate de membru operațional în platforma europeană Imbalance Netting (IGCC), începând cu data de 17 decembrie 2021.

Începând cu data de 01 ianuarie 2022 a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC)/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.

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) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe 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.

În lunile august și septembrie 2022, ca urmare a solicitării OTS vecin, s-a dispus acordarea de ajutor de avarie (energie exportată) către Ucraina.

Motivul acordării ajutorului de avarie către Ucraina l-a constituit faptul că în interconexiunea Europa Continentală au fost detectate oscilații interzonale de tensiune pe direcția est – vest cu o amortizare foarte slabă, iar OTS din Spania a solicitat Ucrainei, conform procedurilor de interconectare în regim de urgență a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova, să reducă soldul de export la 0 MW.

De asemenea pe fondul afectării infrastructurii energetice din Ucraina în urma conflictelor armate din aceasta țară, care a condus implicit și la creșterea deficitului de energie electrică al Republicii Moldova, s-a acordat ajutor de avarie Republicii Moldova în perioada octombrie-decembrie.

• CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Comparativ cu intervalul ianuarie-decembrie din 2021, în aceeași perioadă din anul 2022 CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 12%, iar CPT procentual a scăzut de la 2,47% la 2,20%.

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 2022, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2022 CPT-ul a scăzut față de luna ianuarie 2021 cu 14,6%, în special ca urmare a distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, fapt care a condus la reducerea transportului de energie la distanță de surse, dar și a condițiilor meteo favorabile, caracterizate de cantități mai mici de precipitații, care au determinat scăderea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,94% în luna ianuarie 2021 la 2,42% în luna ianuarie 2022. Energia intrată în contur a crescut cu 3,6% în luna ianuarie 2022 (141 GWh) față de perioada similară din anul 2021, ca urmare a creșterii cu 3,2% (100,3 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 10,1% (46,6 GWh) a energiei primite din import, pe fondul scăderii cu 1,8% (5,9 GWh) a celei primite din RED.

În luna februarie 2022 CPT-ul a scăzut față de luna februarie 2021 cu 32,4% ca urmare în special a distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și a repartizării favorabile a producției, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice favorabile, caracterizate de precipitații mai mici, care au determinat reducerea pierderilor corona.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,93% în luna februarie 2021 la 2,04% în luna februarie 2022. Energia intrată în contur a scăzut cu 2,8% (100,8 GWh) în luna februarie 2022 față de perioada similară din 2021, pe fondul scăderii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 7,4% (220,3 GWh) și a celei din RED cu 7,3% (17,1 GWh), în condițiile creșterii energiei primite din import cu 33,3% (106,7 GWh).

În luna martie 2022 CPT-ul a crescut față de luna martie 2021, cu 11%, în special ca urmare a distribuției mai dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de

interconexiune din sudul țării, fapt care a condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse.

Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,57% în luna martie 2021 la 2,36% în luna martie 2022. Energia intrată în contur a scăzut cu 2,8% (106 GWh) în martie 2022 față de perioada similară din 2021, pe fondul scăderii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 13,4% (406,1 GWh) și a celei primite din RED cu 21,1% (69,5 GWh), în condițiile creșterii energiei primite din import cu 83,8% (369,7 GWh). Cantitățile de precipitații au fost mai mici, fapt care a determinat scăderea pierderilor corona.

În luna aprilie 2022 CPT-ul a scăzut față de luna aprilie 2021 cu 2,4%, în special ca urmare a repartizării favorabile a producției, fapt care a condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,58% în 2021 la 2,49% în 2022. Energia intrată în contur a crescut cu 1,1% în luna aprilie 2022 (38,0 GWh) față de perioada similară din 2021, ca urmare a creșterii cu 8,6% (35,5 GWh) a energiei primite din import și cu 1,3% (4,4 GWh) a energiei primite din RED, pe fondul scăderii cu 0,1% (1,9 GWh) a celei primite de la producătorii racordați la RET. Cantitățile de precipitații au fost mai mari, fapt care a determinat creșterea pierderilor corona.

În luna mai 2022 CPT-ul a scăzut față de luna mai 2021 cu 24,8% ca urmare în special a distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și a repartizării favorabile a producției, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice favorabile, caracterizate de precipitații mai mici, care au determinat reducerea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,59% în 2021 la 1,9% în 2022. Energia intrată în contur a crescut cu 2,5% (79,2 GWh) în luna mai 2022 față de perioada similară din 2021, ca urmare a creșterii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 6,3% (159,9 GWh) și a celei din import cu 49,4% (113,5 GWh), în condițiile scăderii energiei primite din RED cu 41,4% (194,2 GWh).

În luna iunie 2022 CPT-ul a scăzut față de luna iunie 2021 cu 11,6%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a repartizării favorabile a producției în teritoriu, care a condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice favorabile, caracterizate de precipitații mai mici, care au determinat reducerea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,35% în 2021 la 2,11% în 2022. Energia intrată în contur a scăzut cu 1,6% (55,1 GWh)

În iunie 2022 față de perioada similară din 2021, pe fondul scăderii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 3,8% (104,5 GWh) și a celei primite din RED cu 55,9% (266,2 GWh), în condițiile creșterii energiei primite din import cu 143,7% (315,6 GWh).

În luna iulie 2022 CPT-ul a crescut față de luna iulie 2021 cu 1%, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,05% în 2021 la 2,0% în 2022. Energia intrată în contur a crescut cu 3,4% în luna iulie 2022 (124,3 GWh) față de perioada similară din 2021, ca urmare a creșterii cu 40,5% (198,9 GWh) a energiei primite din import, pe fondul scăderii cu 25,2% (54 GWh) a energiei primite din RED și cu 0,7% (20,6 GWh) a celei primite de la producătorii racordați la RET. Cantitățile de precipitații au fost mai mici, fapt care a determinat reducerea pierderilor corona.

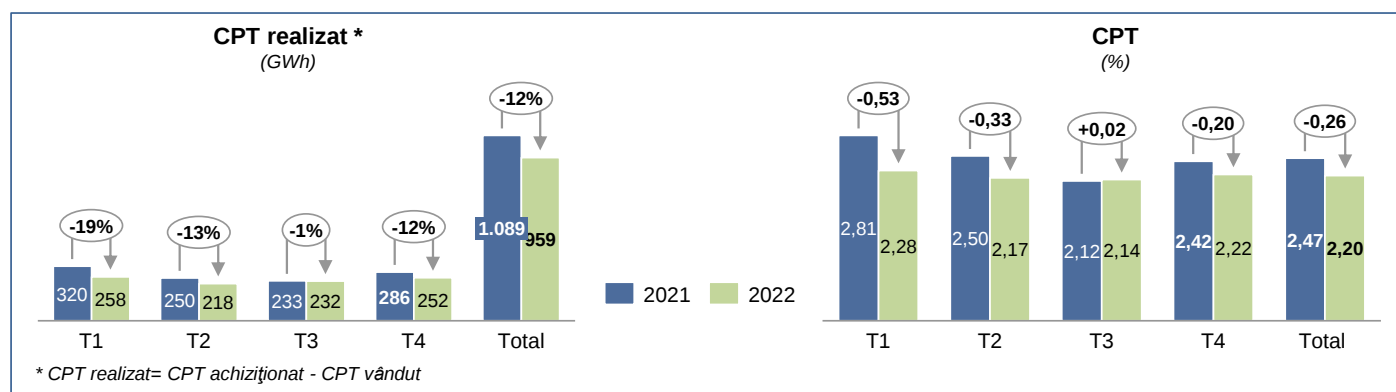
În luna august 2022 CPT-ul a crescut față de luna august 2021 cu 9,1% ca urmare în special a distribuției mai dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice defavorabile, caracterizate de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,92% în 2021 la 2,16% în 2022. Energia intrată în contur a scăzut cu 3% (110,8 GWh) în luna august 2022 față de perioada similară din 2021, ca urmare a creșterii cu 15,2% (99,2 GWh) a energiei primite din import, pe fondul scăderii cu 8,5% (12 GWh) a energiei primite din RED și cu 6,8% (198 GWh) a celei primite de la producătorii racordați la RET.

În luna septembrie 2022 CPT-ul a scăzut față de luna septembrie 2021 cu 10,3%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET și ca urmare a distribuției avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, care a condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,41% în 2021 la 2,28% în 2022. Energia intrată în contur a scăzut cu 5,2% (187,5 GWh) în septembrie 2022 față de perioada similară din 2021, pe fondul scăderii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 3% (84,1 GWh) și a celei primite din import cu 23,7% (139,1 GWh), în condițiile creșterii energiei primite din RED cu 20,2% (35,7 GWh). Cantitățile de precipitații au fost mai mari, fapt care a determinat creșterea pierderilor corona.

În luna octombrie 2022 CPT-ul a scăzut față de octombrie 2021 cu 24,4%, ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai favorabile pe liniile de interconexiune de pe granița cu Bulgaria și pe LEA 400 kV Isaccea – Vulkânești (Republica Moldova), a distribuției mai avantajoase a producției în teritoriu și a condițiilor meteorologice favorabile, caracterizate de cantități de precipitații mai mici, care au determinat scăderea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,13% în 2021 la 1,76% în 2022. Energia intrată în contur a scăzut cu 8,3% în luna octombrie 2022 (318,9 GWh) față de perioada similară din 2021, ca urmare a scăderii cu 23,6% (165,5 GWh) a energiei primite din import, cu 4,8% (141,5 GWh) a celei primite de la producătorii racordați la RET și cu 6,2% (11,9 GWh) a energiei primite din RED.

În luna noiembrie 2022 CPT-ul a crescut față de luna noiembrie 2021 cu 1,9% în special ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET, a fluxurilor fizice de import/export mai defavorabile pe liniile de interconexiune de pe granița de Nord – Vest, dar și a condițiilor meteorologice defavorabile, caracterizate de precipitații mai mari, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,30% în 2021 la 2,27% în 2022. Energia intrată în contur a crescut cu 3,1% (120,4 GWh) în luna noiembrie 2022 față de perioada similară din 2021, ca urmare a creșterii cu 5,7% (164,4 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 13,3% (23,9 GWh) a celei primite din RED, pe fondul scăderii energiei primite din import cu 9,0% (67,9 GWh).

În luna decembrie 2022 CPT-ul a scăzut față de luna decembrie 2021 cu 13,7%, în special ca urmare a scăderii energiei intrate în conturul RET, a distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune din Nord – Vestul țării și pe LEA 400 kV Isaccea – Vulkânești, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,81% în 2021 la 2,60% în 2022. Energia intrată în contur a scăzut cu 6,4% (265,4 GWh) în decembrie 2022 față de perioada similară din 2021, pe fondul scăderii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 6,3% (200,9 GWh), a celei primite din RED cu 21,1% (60,6 GWh), respectiv din import cu 0,6% (3,9 GWh). Cantitățile de precipitații au fost mai mici, fapt care a determinat reducerea pierderilor corona.



În concluzie, pe ansamblul trimestrului I din 2022 CPT-ul în RET a scăzut cu aproximativ 19,4% comparativ cu perioada similară din primul trimestru al anului 2021, ca urmare a distribuției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune în primele două luni și a condițiilor meteo favorabile din toată perioada, factori care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,81% la 2,28%.

Pe ansamblul trimestrului II din 2022 CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 12,8% comparativ cu perioada similară din 2021, ca urmare a repartizării favorabile a producției în lunile aprilie și iunie și a distribuției avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune în luna mai, care au condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse, dar și datorită condițiilor meteorologice favorabile din lunile mai și iunie, care au determinat reducerea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,5% la 2,17%.

Pe ansamblul trimestrului III din 2022 CPT-ul în RET a scăzut cu 0,7% comparativ cu perioada similară din 2021, ca urmare a reducerii energiei intrate în conturul RET cu 1,6% și datorită condițiilor meteorologice favorabile din luna iulie, care au determinat reducerea pierderilor corona în perioada respectiv. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,12% la 2,14%.

Pe ansamblul trimestrului IV din 2022 CPT-ul în RET a scăzut cu 11,9% comparativ cu perioada similară din 2021, în special ca urmare a reducerii energiei intrate în conturul RET cu 3,9%, a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune mai avantajoase și datorită condițiilor meteorologice favorabile din lunile octombrie și decembrie, care au determinat reducerea pierderilor corona în perioadele respective. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,42% la 2,22%.



Dezvoltare RET

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valorii totală a imobilizărilor corporale la data de 31 decembrie 2022 față de 31 decembrie 2021 a fost determinată de creșterea valorii imobilizărilor corporale în curs concomitent cu înregistrarea amortizării imobilizărilor corporale.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în anul 2022 este de 289,4 mil lei (256 mil lei în aceeași perioadă a anului 2021) în creștere cu 33 mil lei.

Cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:

- Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobruja în Stația 400 kV Medgidia Sud,

Etapa I - Extinderea Stației 400 kV Medgidia Sud – 58,6 mil lei;

- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 54,3 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 40,9 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Răureni – 25,4 mil lei;
- Montarea AT2 400 MVA, 400/231/22 kV, precum și a celulelor aferente în Stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al Stației 400/220/110/6 kV Iernut – 22,9 mil lei;
- Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 15,3 mil lei.

IMOBILIZĂRI CORPORALE ȘI NECORPORALE

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în intervalul ianuarie-decembrie 2022 sunt în sumă de 462 mil lei, în scădere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2021 când achizițiile au fost în sumă de 495 mil lei.

Totodată soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție conform poziției financiare la 31 decembrie 2022, în sumă de 1.044,7 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 347 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 126,4 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 115,5 mil lei;
- Modernizare Stația 400(220)/110/20 kV Munteni – 47,7 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălciu 1 și CEE 18 MW Fălciu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 43,5 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Ungheni – 31,7 mil lei;

- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan – 28 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 20,6 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 20,1 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 19,3 mil lei;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220kV Ștejaru - Gheorgheni – Fântânele – 16,4 mil lei;
- Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 13,7 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, Înlocuirea a 2 bobine de compensare, Racordare linii noi – 12,2 mil lei;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 11,3 mil lei.



ACTIVITATEA DE INVESTIȚII LA 31.12.2022

Detalierea cheltuielilor pentru investiții la 31 decembrie 2022 pe principalele capite din programul anual de investiții corelat cu principalele capite ale Planului de dezvoltare al Companiei, se prezintă astfel:

Gradul de realizare a programului de investiții la 31 decembrie 2022 este de 97,5%.

Nr. crt.	Categorii de cheltuieli	Program PAI 2022* (mii lei)	Realizări (mii lei)	
			12L 2022	12L 2021
	Total general (A+B)	472.551	460.950	499.378
A	Cheltuieli proprii Companiei	447.239	439.885	479.510
	Investiții			
B	finanțate din tarif de racordare	25.312	21.066	19.869

*PAI 2022 revizia A10

Planul de investiții 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.

FONDURI EUROPENE

În T4 2022 s-a finalizat procesul de contractare a finanțării nerambursabile din Fondul pentru Modernizare în valoare de 424.404.843 euro, prin semnarea contractelor de finanțare cu Ministerul Energiei în data de 10.10.2022.

Finanțarea de 424 milioane euro reprezintă 30% din totalul fondurilor obținute de România prin Fondul pentru Modernizare, respectiv 14% din totalul finanțărilor obținute de cele 8 state membre din Europa Centrală și de Est (România, Cehia, Slovacia, Croația, Lituania, Ungaria, Polonia, Estonia) cu proiecte aprobate.

Totodată, în anul 2022 s-a derulat implementarea a 2 proiecte de investiții finanțate din fonduri europene nerambursabile, astfel:

- **LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan** (Pentru construirea LEA se vor utiliza 445 de stâlpi înalți de 21 m, echipați cu cabluri, izolație și conductori de protecție, inclusiv o celulă de capăt în stația Gutinaș),

În ceea ce privește capacitatea RET de a integra noi unități de producție din surse regenerabile, trebuie menționat potențialul eolian și solar al regiunilor Dobrogea (sud-estul țării) și Banat (sud-vestul țării). Aceste regiuni, deja congestionate, nu mai permit integrări de noi capacități, însă luând în considerare investițiile în curs de realizare precum și cele planificate doar pentru aceste două regiuni, până în 2027, vor fi aproximativ 5.000 de MW suplimentari disponibili.

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în anul 2022 sunt:

- Retehnologizare Stației 400kV Isaccea – Etapa II – 116,4,8 mil lei;
- Racordare LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400 kV Isaccea-Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud - etapa II - LEA 400 kV D.D. racorduri la stația Medgidia Sud – 76,6 mil lei;

Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro – 48,0 mil lei

În T4 al anului 2022 s-a finalizat procedura de semnare a actului adițional nr.4 la contractul de finanțare prin POIM pentru proiectul LEA 400 kV d.c. Gutinaș Smârdan, care asigură majorarea valorii eligibile a proiectului cu €16.470.297, de la €33.439.927 la €49.910.224, corespunzătoare unei rate de finanțare de 66,88%. Valoarea totală a investiției, fără TVA, este de €75.812.524.

- *Linia internă dintre Cernavodă-Stâlpu (finanțat din fonduri europene în cadrul mecanismului Connecting Europe Facility (CEF)).*

În același timp, Transelectrica în parteneriat cu Delgaz Grid a înaintat la European Climate Infrastructure and Environment Executive Agency (CINEA) - Comisia Europeană aplicația pentru obținerea finanțării nerambursabile prin Mecanismul pentru Interconectarea Europei pentru proiectul de interes comun Carpathian Modernization of Energy Network (CARMEN). În vederea continuării parteneriatului și a interesului comun de implementare a Proiectului CARMEN, Delgaz Grid și Transelectrica au depus la

data de 15.12.2022 la Comisia Europeană, aplicația pentru reconfirmarea proiectului CARMEN în lista a VI-a de PIC a UE.

S-au înțeles demersuri necesare pentru includerea pe lista VI-a de PMI (Projects of Mutual Interest) a proiectului „Interconectarea sistemelor electroenergetice ale României și Republicii Moldova prin construirea obiectivului de investiții de importanță

strategică Linia Electrică Aeriană de 400 kV Suceava – Bălți, incluzând lucrări relevante în stațiile Suceava și Bălți”, conform Regulamentului TEN-E.

Totodată se menține o bună colaborare inter-instituțională, pentru asigurarea cadrului legal necesar implementării proiectelor de interes comun și de importanță națională pe care le implementează Compania.

INVESTIȚII FINANCIARE ALE COMPANIEI

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

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- TSCNET
- JAO
- SEE RSC

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.

SEE RSC (Centrul de Coordonare a Rețelei de Energie Electrică din Sud-Estul Europei)

Prin granița România – Bulgaria, România face parte din regiunea de calcul coordonat al capacităților de transfer transfrontalier South-East Europe („SEE”). Din punct de vedere al serviciilor de coordonare regională a securității operaționale această regiune va fi deservită de o entitate juridică de sine stătătoare care va exercita rolul de centru regional de coordonare a securității operaționale (denumită în continuare SEE RSC).

Afilierea Companiei la acționariatului SEE RSC a devenit efectivă începând cu data de 22.05.2020 cu o subscriere în numerar în valoare de 50.000 euro, fiindu-i alocate 50.000 de acțiuni.

În data de 25 februarie 2022, Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor a aprobat ieșirea Companiei din acționariatul Selene CC, cu recuperarea integrală a capitalului investit de Companie în această societate (50.000 euro). În data de 07.02.2023 prin rambursarea contravalorii acțiunilor deținute, Compania a ieșit efectiv din această asocieră.

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:

- disponibilitatea rețelei de transport 99,9999%;
- 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);

Indicatori pentru activitatea de gestionare/ exploatare RET

Indicator	2022	2021	2020
INDLIN (ore/ an)			
Totală	206,95	205,60	112,50
· Neprogramată (accidentală)	4,91	6,04	4,24
· Programată	202,04	199,56	108,26
INDTRA (ore/ an)			
Totală	226,32	179,21	230,85
· Neprogramată (accidentală)	7,10	4,99	1,76
· Programată	219,22	174,22	229,09

În anul 2022 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a LEA – INDLIN în valoare de 206,95 ore/interval, cu 1% mai mare decât cea înregistrată în aceeași perioadă din 2021 (205,6 ore/interval)

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a instalațiilor în anul 2022 față de anul 2021 este cu:

- ✓ ▼ 19% – neprogramată
- ✓ ▲ 1% – programată.

Raportat la durata indisponibilității accidentale se observă că deși numărul de incidente pe LEA a fost mai mare în anul 2022 decât în anul 2021, durata de indisponibilitate a acestora în anul 2022 a fost mai mică decât în anul precedent, lucru care a condus la micșorarea indisponibilității neprogramate și îmbunătățirea acestui indicator. Creșterea indisponibilității programate în anul 2022 comparativ cu anul 2021 poate fi atribuită lucrărilor executate pe liniile de transport atât ca urmare a aplicării programelor de investiții cât și a aplicării programelor de mentenanță preventivă.

În anul 2022 s-a înregistrat o indisponibilitate totală medie în timp a transformatoarelor-INDTRA în valoare de 226,32 ore/interval cu 26% mai mare față de cea înregistrată în aceeași perioadă a anului trecut (179,21 ore/interval)

Evoluția pe categorii a indisponibilității medii în timp a TRAFO în anul 2022 față de anul 2021 este:

- ✓ ▲ 42% – neprogramată
- ✓ ▲ 26% – programată.

Defectarea unor unități de transformare care au necesitat perioade lungi de retragere accidentală a condus la creșterea indisponibilității accidentale (ex. St Vetiş AT 200 MVA, 220/110 kV - 174 ore; st.Cetate AT 200 MVA 220/110 kV- 696,3 ore; st. Fântânele AT 200 MVA 220/110 kV – 169,3 ore).

Derularea programelor de investiții, atât a celor de înlocuire a unor unități de transformare cât și a celor de retehnologizare stații, coroborat cu aplicarea programului de mentenanță minoră a condus de asemenea la creșterea indisponibilității programate a transformatoarelor aferente RET.

- 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 1: Indicatori de continuitate a serviciului de transport

Indicator	2022	2021	2020
ENS în urma incidentelor produse în RET [MWh]	54,05	109,76	287,98
ENC în urma incidentelor produse în RET [MWh]	1160,36	90,50	0,00
AIT-ENS (min/an)	0,52	1,01	2,84
AIT-ENC (min/an)	11,15	0,84	0

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 2022 valoarea totală TMI (AIT-ENS) a fost de 0,52 min, mai mică decât valoarea AIT-ENS înregistrată în aceeași perioadă a anului 2021 care a fost de 1,01 min. Reducerea cantității de energie nelivrată consumatorilor în această perioadă a contribuit la obținerea unei valori reduse a acestui indicator.

În ianuarie-decembrie 2022 s-a înregistrat o cantitate de energie nelivrată consumatorilor (ENS) de 54,05 MWh, mai mică cu 51% față de cantitatea de energie nelivrată consumatorilor înregistrată în aceeași perioadă a anului 2021 (109,8MWh).

Valoarea AIT-ENC a înregistrat o creștere importantă de la 0,84 min/an în anul 2021 la 11,15 min/an în anul 2022. La baza înrăutățirii acestui

indicator au stat incidente înregistrate la liniile electrice aparținând Companiei care asigură o legătură directă între stațiile OTS și centralele electrice de producere (de ex. LEA 220 kV Lotru - Sibiu Sud circ. 1+2), incidente înregistrate pe linii electrice ale Companiei funcționând în provizorat cu linii electrice de evacuare a energiei din stațiile producătorilor de energie (de ex. LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței 1 cu derivația Făcăeni), precum și incidente înregistrate în stațiile aparținând Companiei la tensiuni mai mici decât tensiunile considerate pentru RET, dar care au condus la blocarea în centralele producătorilor a unor cantități importante de energie electrică (ex. incidentul din stația electrică București Sud, B2-110 kV), toate acestea raportate la o cantitate de energie cerută (AD) în anul 2022 mai mică decât în anul 2021.

Mentenanță

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 2022, au fost efectuate cheltuieli cu mentenanța RET în valoare de 109,28 mil lei, sumă care include mentenanța majoră, mentenanța minoră precum și alte cheltuieli de mentenanță.

Tabel 2: Tipuri de mentenanță a RET (mil lei)

Mentenanță	Buget 2022	Realizări 2022
Preventivă minoră	36,67	36,55
Corectivă minoră (inclusiv echip/materiale)	48,63	48,52
Preventivă majoră	24,29	24,21
Total	109,59	109,28



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 31.12.2022 este următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni	Pondere în total
Statul român prin SGG	43.020.309	58,7%
PAVĂL Holding	4.753.567	6,5%
Fondul de Pensii Administrat Privat NN	4.007.688	5,5%
Alți acționari - persoane juridice	16.006.932	21,8%
Alți acționari - persoane fizice	5.514.646	7,5%
Total	73.303.142	100%

TARIFE

Tarif de transport (serviciul de transport + serviciul funcțional de sistem)

Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 ian – 31 mar 2022	Tarif aplicat 1 apr 2022 – 31 mar 2023	Diferența(%)
Tarif mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice	lei/MWh	23,96	28,10	17,28%
Tarif de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea	lei/MWh	1,49	2,53	69,8%
Tarif de transport - componenta de extragere a energiei electrice în rețea	lei/MWh	22,47	25,57	13,8%

În conformitate cu prevederile art.14, alin.(1) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr.27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, ANRE a stabilit valoarea cheltuielilor suplimentare cu achiziția de energie electrică necesară acoperirii consumului propriu tehnologic generate de creșterea prețurilor pe piața angro.

Astfel, față de valoarea prețului mediu al energiei electrice pentru acoperirea CPT reglementat luată în considerare ex-ante la calculul tarifelor pentru anul 2021 de 288,76³ lei/MWh, noul preț mediu al energiei electrice pentru acoperirea CPT reglementat recunoscut de ANRE a fost stabilit la valoarea de 455,28 lei/MWh.

³ Preț rezultat în urma calculului: $262,71 \times 1,0206 \times 1,077 = 288,76$, unde:
262,71 lei/MWh – preț CPT prognozat pentru anul 2021 în termeni reali ai anului 2019
1,0206 – inflația realizată în anul 2020
1,077 – inflația estimată a se realiza în anul 2021, conform prognozei de toamnă emisă de Comisia Națională de Prognoză

Având în vedere cele menționate mai sus, în tabelul de mai jos se prezintă:

- tariful mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice, cu componenta aferentă:
 - introducerii energiei electrice în rețea (T_G);
 - extragerii energiei electrice din rețea (T_L),

cu aplicabilitate din data de 1 aprilie 2022, conform Ordinului ANRE nr.33/23.03.2022.

Tariful aferent serviciului de sistem (fost servicii tehnologice de sistem), cu aplicabilitate din data de 1 ianuarie 2022, conform Ordinului ANRE nr.144/21.12.2022, este prezentat în tabelul de mai jos:

Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 ian – 31 dec 2022	Tarif aplicat 1 ian – 31 dec 2023	Diferența (%)
Serviciul de sistem	lei/MWh	9,32	7,73	-17,06%

Principalele elemente ce au condus la reducerea tarifului aplicat în perioada tarifară 2023 față de perioada tarifară 2022, sunt:

- i) aplicarea de către ANRE a corecției (parțiale) negative aferente semestrului I 2022;
- ii) neregnoașterea de către ANRE a cantităților integrale aferente rezervei de reglaj secundar,

solicitate de către CNTEE Transelectrica SA pentru anul 2023.

- iii) solicitate de către CNTEE Transelectrica SA pentru anul 2023.

EVENIMENTE ULTERIOARE

• **Hotărârea nr. 1 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor din 26 ianuarie 2023**

AGEA întrunită în ședință în data de 26 ianuarie 2023, a aprobat modificarea, începând cu data de 1 martie 2023, a Anexei nr.1 la Actul constitutiv, prin înlocuirea termenilor *unitățile*, *Unității* și *Unitatea* cu termenii *sucursalele*, *Sucursalei*, respectiv *Sucursala*, cu mandatarea Directoratului de a proroga data intrării în vigoare a modificării, cu cel mult 30 de zile și mandatarea președintelui de ședință de a semna Actul constitutiv actualizat.

Conform comunicatului din data de 20 februarie 2023, Directoratul Companiei aprobă prorogarea datei de intrare în vigoare a modificărilor Actului constitutiv ca fiind data de 30 martie 2023.

• **Litigii**

Conform comunicatelor emise de Transelectrica există cereri de arbitraj depuse de către foști membri ai Consiliului de Supraveghere și ai Directoratului la Centrul de Arbitraj de la Viena reprezentând compensații în baza contractelor de mandat încheiate în anul 2020, pentru perioada 2020-2024.

• **Contract încheiat cu filiala OPCOM**

Conform informațiilor incluse în Raportul curent din data de 10 ianuarie 2023 Compania a încheiat un contract cu filiala OPCOM în vederea achiziției de energie electrică pentru acoperirea necesarului de consum propriu tehnologic (CPT) pentru anul 2023, prin Mecanismul de achiziție centralizată de energie electrică (MACEE) prevăzut în Anexa la OUG nr. 153/2022.

• **Întâlnire bilaterală cu oficialii Guvernului Republicii Moldova pentru proiectele de cooperare în domeniul interconectării energetice**

Reprezentanții Companiei au primit joi, 26 ianuarie 2023, delegația oficială din Republica Moldova, condusă de Andrei Spînu, vicepremierul și ministrul Infrastructurii și Dezvoltării Regionale, într-o vizită pe tema consolidării colaborării în domeniul energetic.

În cadrul întâlnirii a fost abordată analiza oportunității de extindere a OPCOM (Operatorul pieței de energie electrică și de gaze naturale din România), filială a Companiei, pe piața de energie electrică din Republica Moldova, fiind agreeți astfel pașii următori pentru ca

OPCOM să devină operatorul de piață electrică din Republica Moldova.

La discuții au luat parte domnul Gabriel Andronache, președintele Directoratului Transelectrica, domnul Bogdan Toncescu, membru al Directoratului, precum și domnul Victor Ionescu, directorul general OPCOM.

• **Hotărârea nr. 2 și 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 16 februarie 2023**

AGOA întrunită în ședință în data de 16 februarie 2023, a aprobat numirea în calitate de membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere pe :

- ATANASIU Teodor,
- DASCĂL Cătălin-Andrei,
- ORLANDEA Dumitru Virgil,
- PĂUN Costin-Mihai,
- STERP VINGĂRZAN Gheorghe,
- VASILESCU Alexandru-Cristian,
- ZEZEANU Luminița.

cu o durată a mandatului pe o perioadă de patru luni începând cu data de 22 februarie 2023 și până la data de 21 iunie 2023, a aprobat indemnizația fixă a membrilor dar și forma contractului de mandat .

A aprobat de asemenea, formularea cererii de chemare în judecată împotriva foștilor membri ai Directoratului în vederea recuperării prejudiciului în cuantum de 237.044 lei, reprezentând despăgubiri de natură salarială/cheltuieli de judecată.

• **Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor din 16 februarie 2023**

AGOA întrunită în ședință în data de 28 februarie 2023 a aprobat:

- Bugetul de Venituri și Cheltuieli pentru anul 2023 al Companiei, și a estimărilor pentru anii 2024 și 2025 precum și
- stabilirea Programului de investiții pentru exercițiul financiar 2023 și a estimărilor pentru anii 2024 și 2025

• **Transelectrica pune bazele dezvoltării unui Centru Operațional de Securitate propriu cu o investiție americană în valoare totală de 2,7 milioane de dolari**

Transelectrica a semnat un Acord de Grant în valoare de circa 1,1 milioane de dolari cu Guvernul Statelor Unite ale Americii, reprezentat de Agenția pentru

Comerț și Dezvoltare a Statelor Unite ale Americii (USTDA), pentru constituirea unui Centru Operațional de Securitate al Companiei.

Proiectul pe care Transelectrica îl va implementa cu sprijinul partenerilor americani, presupune realizarea unui studiu de fezabilitate și a unui proiect-pilot care să testeze și să valideze soluții de hardware și software pentru adoptarea unui model eficient de îmbunătățire a securității cibernetice.

Demersurile premergătoare pentru obținerea finanțării din partea USTDA au fost făcute, în 2021, de către compania americană Pythia (în calitate de prestator de servicii) alături de compania americană Fortinet (furnizor de licențe și produse software de securitate), care au elaborat împreună cu Transelectrica SA (în calitate de beneficiar), documentația de fundamentare a deciziei de acordare a Grantului în valoare de circa 1,1 milioane de dolari.

De asemenea, pentru întreaga desfășurare a acestui proiect, Fortinet, în calitate de subcontractor, va contribui cu circa 1,6 milioane de dolari, sumă ce reprezintă contravaloarea utilizării sistemelor de securitate pe care compania americană le va pune la dispoziție pentru proiectul-pilot, timp de un an de zile. Astfel, valoarea totală a investiției se ridică la aproximativ 2,7 milioane de dolari.

• **Acceptare mandate membri provizorii și stabilire componență comitete consultative în cadrul Consiliului de Supraveghere 2023**

Membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere numiți prin HAGOA nr. 2 din data de 16 februarie 2023, respectiv:

- ATANASIU Teodor,
- DASCĂL Cătălin - Andrei,
- ORLANDEA Virgil Dumitru,
- PĂUN Costin-Mihai,
- STERP VINGĂRZAN Gheorghe,
- VASILESCU Alexandru-Cristian și
- ZEZEANU Luminița

au semnat, în fața notarului public, declarația de acceptare a mandatelor, astfel, mandatele tuturor membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere desemnați în data de 16 februarie 2023 sunt efective.

De asemenea, în conformitate cu atribuțiile statutare și legale, Consiliul de Supraveghere întrunit în ședință în data de 28.02.2023 a desemnat membrii comitetelor consultative după cum urmează

Comitetul de nominalizare și remunerare:

- Alexandru-Cristian VASILESCU – președinte
- Gheorghe STERP VINGĂRZAN
- Costin-Mihai PĂUN
- Dumitru Virgil ORLANDEA
- Cătălin-Andrei DASCĂL

Comitetul de audit:

- Luminița ZEZEANU – președinte
- Teodor ATANASIU
- Gheorghe STERP VINGĂRZAN
- Cătălin-Andrei DASCĂL
- Costin-Mihai PĂUN

Comitetul de securitate energetică:

- Costin-Mihai PĂUN - președinte
- Alexandru-Cristian VASILESCU
- Luminița ZEZEANU
- Teodor ATANASIU
- Dumitru Virgil ORLANDEA.



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	2022	2021	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	4.002	3.815	187	5%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	22	30	(8)	(27%)
Imobilizări necorporale	338	7	331	n/a
Imobilizări financiare	86	82	4	5%
Total active imobilizate	4.447	3.933	514	13%
Active circulante				
Stocuri	42	40	2	5%
Creanțe	3.340	2.996	345	12%
Numerar și echivalente	315	252	63	25%
Impozit pe profit de recuperat	4	21	(17)	(81%)
Total active circulante	3.702	3.309	393	12%
Total active	8.149	7.242	907	13%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	-	-
<i>Capital social subscris</i>	733	733	-	-
Primă de emisiune	50	50	-	-
Rezerve legale	147	138	9	6%
Rezerve din reevaluare	703	769	(66)	(9%)
Alte rezerve	39	31	8	26%
Rezultat reportat	2.196	1.634	563	34%
Total capitaluri proprii	3.869	3.355	513	15%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	439	443	(4)	(1%)
Împrumuturi pe termen lung	56	79	(24)	(30%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	15	23	(8)	(35%)
Datorii privind impozitele amânate	107	117	(10)	(8%)
Obligații privind beneficiile angajaților	71	60	11	18%
Total datorii pe termen lung	687	723	(36)	(5%)
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	3.372	3.034	339	11%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	8	0,2	2%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	13	14	(2)	(11%)
Împrumuturi pe termen scurt	92	25	67	271%
Provizioane	68	52	16	32%
Venituri în avans pe termen scurt	39	32	8	25%
Impozit pe profit de plată	-	-	-	n/a
Total datorii curente	3.593	3.164	429	14%
Total datorii	4.281	3.887	393	10%
Total capitaluri proprii și datorii	8.149	7.242	907	13%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]									
Indicator	2022	2021	S1 2022	S2 2022	Bugetat 2022	Realizat 2022 vs 2021	Realizat 2022 vs 2021 (%)	Realizat vs Bugetat 2022	Realizat vs Bugetat 2022 (%)
0	1	2	3	4	5	6=1-2	7=1/2	8=1-5	9=1/5
Venituri din exploatare									
Venituri din serviciile de transport	1.885	1.252	833	1.052	1.730	633	51%	155	9%
Venituri din serviciile de sistem	534	624	252	282	516	(90)	(14%)	18	3%
Venituri din piața de echilibrare	3.479	1.823	1.495	1.984	2.317	1.656	91%	1.162	50%
Alte venituri	389	57	25	364	48	332	583%	341	n/a
Total venituri din exploatare	6.286	3.756	2.604	3.682	4.611	2.531	67%	1.676	36%
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	902	576	466	436	893	325	56%	9	1%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	3.480	1.810	1.495	1.985	2.317	1.670	92%	1.163	50%
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	467	610	231	236	552	(143)	(8%)	(86)	(15%)
Amortizare	272	274	128	143	267	(3)	(1%)	4	2%
Cheltuieli cu personalul	306	244	132	174	278	62	25%	28,4	10%
Reparații și mentenanță	108	97	41	67	111	11	11%	(3)	(2%)
Materiale și consumabile	13	10	6	7	15	3	36%	(2)	(15%)
Alte cheltuieli din exploatare	145	123	69	76	172	22	17%	(27)	(16%)
Total cheltuieli din exploatare	5.692	3.745	2.568	3.124	4.605	1.947	52%	1.087	24%
Profit din exploatare	594	11	36	558	6	584	n/a	588	n/a
Venituri financiare	65	6	7	59	8	59	n/a	57	n/a
Cheltuieli financiare	72	15	9	63	13	57	n/a	59	n/a
Rezultat financiar net	(7)	(9)	(3)	(4)	(5)	2	23%	(2)	(47%)
Profit înainte de impozitul pe profit	587	2	33	554	1	586	n/a	586	n/a
Impozit pe profit	73	1	5	68	0,6	71	n/a	72	n/a
Profitul exercițiului	515	0,45	28	487	0,41	514	n/a	514	n/a

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	2022	2021	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierdere perioada	514,57	0,45	514,1
Cheltuiala cu impozitul pe profit	72,81	1,43	71,4
Cheltuieli de exploatare privind amortizarea si deprecierea imobilizarilor (inclusiv CPT suplimentar)	271,60	274,47	(2,9)
Venituri din productia de imobilizari necorporale CPT suplimentar	(338,53)	-	(338,5)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	2,50	14,69	(12,2)
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(14,80)	(4,31)	(10,5)
Pierderi din creanțe și debitori diverși	0,41	0,04	0,38
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	9,07	10,14	(1,1)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	0,27	1,79	(1,5)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	0,74	0,53	0,2
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(3,16)	(13,75)	10,6
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	16,26	(45,19)	61,5
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	5,21	7,19	(2,0)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	536,95	247,47	289,5
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(420,99)	(1.768,59)	1.347,6
Clienți - echilibrare	2,62	(388,80)	391,4
Clienți - cogenerare	76,31	(12,75)	89,1
Stocuri	(2,38)	(1,54)	(0,8)
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	502,80	1.655,85	(1.153,1)
Datorii - echilibrare	33,16	409,59	(376,4)
Datorii - cogenerare	(181,34)	68,79	(250,1)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(1,61)	(2,69)	1,1
Venituri în avans	1,95	15,29	(13,3)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	547,47	222,61	324,9
Dobânzi plătite	(7,41)	(4,42)	(3,0)
Impozit pe profit plătit	(62,27)	(23,09)	(39,2)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	477,79	195,11	282,7
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(461,86)	(494,65)	32,8
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	9,58	93,15	(83,6)
Dobânzi încasate	2,66	2,49	0,2
Dividende încasate	1,53	0,02	1,5
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(448,07)	(398,98)	(49,1)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(23,75)	(23,73)	(0,03)
Utilizare linie de credit capital de lucru	67,62	-	67,6
Plăți leasing clădire	(10,58)	(10,53)	(0,0)
Dividende plătite	(0,09)	(63,65)	63,6
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	33,20	(97,90)	131,1
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	62,92	(301,78)	364,7
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	252,23	554,00	(301,8)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	315,15	252,23	62,9

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare

Indicatori	Formula de calcul	2022	2021
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,03	1,05
Indicatorii gradului de îndatorare* (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	4,4%	4,0%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	4,3%	3,9%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^{**} \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	57,9	67,8
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	1,33	0,94

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

ANEXA 5 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în Trimestrul IV 2022 pentru achiziția de bunuri, servicii și lucrări, a căror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achiziție (pentru achizițiile de bunuri și lucrări) și respectiv de 100.000 Euro/achiziție (pentru servicii)

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durată luni	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 987/2022	Retehnologizarea Stației 400 kv Isaccea - etapa II	44	116.392	0,00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
2	CT 09C60/2022	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție la obiectivele UTT Constanța	36	12.747	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
3	C 1090/2022	Combustibil auto pentru parcul auto, grupurile diesel și alte scule și echipamente aparținând Companiei	24	9.661	0,00	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
4	TM 64/2022	Modernizare clădire pentru aparate de măsură Văliug	36	5.356	0,00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
5	PT 70/11487/2022	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a LEA 220-400kv din zone cu vegetație arboricolă (UTT Pitești)	36	4.138	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
6	TM 66/2022	Servicii de întreținere a culoarului de trecere a LEA din zone cu vegetație arboricolă (UTT Timișoara)	24	1.700	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
7	CR 1010/2022	Servicii de întreținere a culoarelor de trecere a lea din zone cu vegetație arboricolă (UTT Craiova)	24	891	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
8	BC 41/2022	Servicii de curățenie în sediul administrativ, centrele de exploatare și stațiile electrice aparținând UTT București	24	729	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitatie deschisă
9	C 1044/2022	Servicii de asigurare auto RCA și CASCO pentru autovehiculele proprietatea Companiei	12	673	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
10	C 1021/2022	Servicii de telefonie publică/ operativă și servicii de internet (acord cadru)	36	591	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată

