



**CNTEE TRANSELECTRICA
SA**

**RAPORTUL CONSILIULUI DE
SUPRAVEGHERE ASUPRA
ACTIVITĂȚII DE
ADMINISTRARE**

Ianuarie – Iunie 2021

	Structura corporativă	1
	Activitatea Consiliului de Supraveghere	5
	Date financiare	9
	Date operaționale	21
	Investiții	26
	Alte aspecte	29
	Anexe	31

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.

Raportul semestrial al Consiliului de Supraveghere, elaborat în conformitate cu cerințele legislației pieței de capital, a fost revizuit de membrii Consiliului de Supraveghere. Raportul semestrial oferă o imagine fidelă și corectă asupra rezultatelor Companiei pentru semestrul I al anului 2021.

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 interimare separate simplificate la data și pentru perioada de șase luni încheiată la 30 iunie 2021, au fost întocmite în conformitate cu Standardul Internațional de Contabilitate 34 – "Raportarea Financiară Interimară" și au fost verificate de către Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere în sesiunea din data de 12 august 2021.

Cu deosebită considerație,

Marius Vasile MORARIU	Mihaela POPESCU	Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ	Claudiu Constantin NĂSTASĂ	Victor Florin DUMTRU	Adrian Nicolae BLĂJAN
Președinte 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:

- **Marius Vasile MORARIU – Președinte al Consiliului de Supraveghere**

Domnul Marius MORARIU deține o vastă experiență în sectorul energetic, în activitatea universitară, accesarea și derularea de fonduri europene și în formarea profesională a adulților.

Activitatea domniei sale în domeniul energetic este constantă începând cu anul 1984 și până în anul 2020. A început parcursul profesional ca Șef sector energetic.

Din 1997 până în 2009 a fost cercetător și proiectant timp de 12 ani, iar apoi formator profesional de instruire a energeticienilor.

Domnul Marius Morariu a activat și în domeniul universitar, fiind cadru universitar doctor asociat la Institutul Bancar Român – Facultatea de Management Financiar în perioada 2004–2014.

A susținut următoarele cursuri semestriale: Analiza economico-financiară a agenților economici, Managementul investițiilor și Analiza cost-beneficiu în proiectele de investiții din fonduri structurale.

În domeniul accesării și derulării fondurilor europene a ocupat funcția de Director Programe Europene și expert în cadrul a 7 programe europene care au cuprins și proiecte din domeniul energetic. Dintre acestea pot fi menționate: Dezvoltarea abilităților antreprenoriale în sectorul energetic și Adaptarea personalului din sectorul energetic la noile tehnologii și condiții de muncă.

În domeniul formării profesionale a adulților, a fost formator/manager formare în cadrul Formenerg S.A – Filiala CNTEE Transelectrica S.A., în perioada 2009–2020. Cele mai multe cursuri au fost în domeniul achizițiilor publice și sectoriale, susținând 66 de cursuri, de care au beneficiat 1.510 de cursanți din întreaga țară.

În anul 2020 domnul Marius Morariu a devenit Director General al Formenerg S.A.

Domnul Marius Morariu a absolvit Facultatea de Electrotehnică, specializarea Energetică în cadrul Institutului Politehnic Traian Vuia, Timișoara în anul 1984. În perioada 1997–2000 a urmat programe de formare în domeniul financiar bancar la Institutul Bancar Român – The Chartered Institute Of Bankers – Londra, Marea Britanie. În portofoliul academic se numără și o lungă listă de cursuri prin care domnia sa a dobândit vaste cunoștințe de management. Din 2013 este Doctor în economie (Ph.D) la Academia de Studii Economice, București.

- **Mihaela POPESCU – Membru în Consiliul de Supraveghere**

Doamna Mihaela Popescu are o vastă experiență managerială atât în sectorul privat, cât și în domeniul administrației publice centrale, ocupând de-a lungul timpului o serie de poziții de top-management.

De-a lungul timpului domnia sa a ocupat mai multe poziții: consilier personal al Ministrului Justiției (4 mandate/ 4 miniștri), iar din 2020 este Director adjunct al Direcției Economice din cadrul Ministerului Justiției.

Din anul 2017 până în prezent, doamna Popescu este membru al Consiliului de Administrație la C.A.S.A.O.P.S.N.A.J.

De asemenea, în perioada martie – noiembrie 2019, doamna Popescu a mai ocupat poziția de Membru în Consiliul de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA.

Dublu licențiată, atât în științe economice (Academia de Studii Economice, București), cât și în științe juridice (Universitatea „Spiru Haret”, București), doamna Popescu și-a completat expertiza academică și profesională printr-o serie de programe de studii și cursuri postuniversitare. Astfel, deține un Master în Științe Politice și Criminalistică și este absolventă a Cursului Postuniversitar Administrație Publică și Bună

Guvernare la Universitatea Babeș-Bolyai din Cluj-Napoca în parteneriat cu Michigan State University.

În plus, doamna Mihaela Popescu a urmat mai multe cursuri în domeniile securitate națională, bună guvernare și diplomație.

• **Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ – Membru în Consiliul de Supraveghere**

Doamna Adina – Loredana DOGARU – TULICĂ are experiență atât în domeniul administrației publice, cât și în mediul privat, urmând un traseu profesional bine conturat prin activități de comunicare publică pentru companii, organizații nonguvernamentale și instituții publice.

De-a lungul carierei, doamna Adina – Loredana DOGARU – TULICĂ a profesat în domeniul comunicării publice și al relațiilor publice, ocupând poziția de consultant - consilier PR în cadrul Departamentului de Comunicare Publică, Administrația Prezidențială.

De asemenea, a acumulat experiență în comunicarea corporată și de eveniment lucrând, din 2015 până în 2020, pe o poziție de PR Manager în cadrul Romexpo SA.

Expertiza în domeniul comunicării publice este completată prin activitatea desfășurată în învățământul universitar, domnia sa activând în mediul universitar pe o poziție de cadru didactic asociat la Facultatea de Jurnalism și Științele Comunicării, Universitatea din București, printre cursurile predate numărându-se cel de Leadership politic, Comunicare de criză sau Politică digitală.

Este dublu licențiată, atât în științele comunicării (Facultatea de Jurnalism și Științele Comunicării, Universitatea din București), cât și în științe juridice (Facultatea de Drept și Administrație publică, Universitatea „Spiru Haret”, București), expertiza juridică valorificând-o îndeosebi în mediul privat.

Doamna Dogaru – Tulică a urmat o serie de cursuri, seminare și programe de studii care au contribuit la îmbogățirea activității sale academice și profesionale.

Astfel, deține o diplomă în comunicare diplomatică obținută în cadrul Institutului Diplomatic Român, certificarea competențelor specifice profesiei didactice și un atestat de formare în afaceri europene în limba franceză.

În prezent, este doctorand la Școala Doctorală în Științele Comunicării, Facultatea de Jurnalism și Științele Comunicării, Universitatea din București.

Nu în ultimul rând, doamna Dogaru – Tulică a publicat diferite articole academice cu tematici referitoare la comunicarea publică în reviste cotate internațional și a

participat la mai multe conferințe naționale și internaționale din domeniu.

• **Claudiu Constantin NĂSTASĂ – Membru în Consiliul de Supraveghere**

Domnul Claudiu Năstasă a activat atât în sectorul public, cât și în domeniul privat, având o bogată experiență managerială.

În perioada 2017-2020 a ocupat funcția de director executiv adjunct al Agenției de Dezvoltare Intercomunitară Bacău (ADIB).

Din 2020 a devenit vicepreședinte în cadrul Autorității pentru Administrarea Activelor Statului (AAAS).

De asemenea, în perioada 2012-2016, a fost vicepreședinte al Consiliului Județean Bacău, iar în 2016-2019 a ocupat funcția de consilier principal al Secretarului Senatului României.

Din 2002 până în 2011, domnul Claudiu Năstasă a activat ca inginer diplomat în cadrul S.C. Termoservice Grup S.R.L.

Domnul Claudiu Năstasă a absolvit Facultatea de Inginerie la Universitatea din Bacău (2002), iar în 2006 a urmat un curs de perfecționare operator la Facultatea de Inginerie Mecanică și Mecatronică din cadrul Universității Politehnica din București.

În completarea expertizei academice și profesionale, din 2013, domnul Claudiu Năstasă deține certificat ANFP de absolvire a Programului de formare specializată pentru categoria înalților funcționari publici.

Victor Florin DUMITRIU – Membru în Consiliul de Supraveghere

Domnul Victor Florin DUMITRIU deține o vastă experiență de lucru în domeniul economic, atât în sectorul public, cât și în sectorul privat.

Timp de treizeci de ani, domnia sa a acumulat o experiență bine definită prin activități de analiză și consultanță pe probleme economice, financiare, management, analize de risc și investiții.

Domnul Victor Florin DUMITRIU și-a început activitatea profesională în domeniul guvernamental.

În perioada 1994-1997 a deținut funcția de secretar de stat în cadrul Ministerului Turismului. De asemenea, în perioada 2000-2001 domnul Victor Florin DUMITRIU a ocupat funcția de secretar de stat în cadrul Departamentului pentru Investiții Străine, coordonând activități de atragere de investiții străine, implementarea unor strategii de investiții și dezvoltare în sectorul public și privat.

În perioada 1997-2000 a deținut poziția de director general la Trust Consulting SRL.

În perioada 2002-2004 domnia sa a fost vicepreședinte al Autorității pentru Valorificarea Activelor Statului (APAS/AVAB), iar în perioada 2020-2021 a fost membru în cadrul mai multor consilii de administrație.

În perioada 2009-2020 și-a dezvoltat expertiza economică, fiind consultant pe probleme economice și financiare la DA EASY WAY SRL, consultant financiar la Extent International SRL București, consilier pe probleme economice la un cabinet parlamentar senatorial și consilier personal al Ministrului Finanțelor Publice.

Domnul Victor Florin DUMITRIU este licențiat în științe economice, absolvind cursurile Academiei de Studii Economice București, în cadrul Facultății de Finanțe Contabilitate.

• Adrian Nicolae BLĂJAN, membru în Consiliul de Supraveghere

Cu experiență profesională în domeniul juridic atât în mediul privat, cât și în sectorul public, domnul Blăjan a acumulat o vastă expertiză asupra viziunii legislative.

Domnul Blăjan a profesat timp de 13 ani în mediul privat, în calitate de consilier juridic, perioadă în care a asigurat consultanță juridică, reprezentare în fața instituțiilor abilitate, precum și elaborarea de contracte.

În perioada 2019-2021, domnul Blăjan a activat ca avocat al Baroului Vâlcea în cadrul unui Cabinet Individual.

Din 2021 și până în prezent ocupă poziția de consilier personal în cadrul Secretariatului General al Guvernului.

Domnul Adrian Nicolae Blăjan este licențiat în științe juridice, absolvind cursurile Universității „Spiru Haret”, București (2006). În anul 2008 a obținut diploma de Master cu specializare în Dreptul Afacerilor, în cadrul Universității „Lucian Blaga”, Sibiu.

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 Victor Florin DUMITRIU (președinte), Mihaela POPESCU, Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ, Marius Vasile MORARIU.

Comitetul de audit are drept atribuții, între altele, monitorizarea eficacității sistemelor de control intern, de audit intern și de management al riscurilor din cadrul Transelectrica, verificarea și monitorizarea independenței auditorilor externi, a activității de audit statutar al situațiilor financiare anuale și a abordărilor propuse de auditorii externi, coordonând totodată activitatea acestora cu auditul intern.

Comitetul de audit monitorizează procesul de raportare financiară și de management, precum și planul financiar și procesul de elaborare a situațiilor financiare anuale și al situațiilor financiare anuale consolidate, monitorizează și analizează îndeplinirea indicatorilor de performanță ai sistemului de transport și de performanță economico-financiară ai activității societății.

Comitetul de audit are un rol important în verificarea eficienței sistemului de monitorizare a conformității cu legile și regulamentele aplicabile activității Companiei și a rezultatelor investigațiilor conducerii în caz de nerespectare a acestora.

Totodată asistă Consiliul de Supraveghere în îndeplinirea responsabilităților acestuia de supraveghere și supervizare a elaborării și actualizării strategiei generale de dezvoltare a societății, asistă Consiliul de Supraveghere în identificarea direcțiilor majore de dezvoltare din domeniu.

Respectarea principiilor guvernantei corporative stabilite prin Codul de Guvernanță Corporativă al Bursei de Valori București reprezintă un angajament continuu asumat de către Consiliul de Supraveghere. Consiliul de Supraveghere prin Comitetul de audit își propune sporirea transparenței cu privire la activitatea entităților organizatorice din cadrul Companiei prin implementarea unor noi reglementări interne în ceea ce privește activitatea de Audit public intern precum și activitatea de gestiune a riscurilor semnificative din cadrul CNTEE Transelectrica SA.

Comitetul de nominalizare și remunerare

Membrii acestui comitet sunt Adrian Nicolae BLĂJAN (președinte), Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ, Claudiu Constantin NĂSTASĂ, Mihaela POPESCU.

În ceea ce privește aria de nominalizare, Comitetul de nominalizare și remunerare coordonează procesul de numire a membrilor Directoratului și fac recomandări privind atât pentru poziția de membru al Directoratului,

cât și pentru ocuparea posturilor vacante în cadrul Consiliului de Supraveghere.

Comitetul de nominalizare și remunerare stabilește cerințele pentru ocuparea unei anumite poziții în administrarea Companiei și actualizează permanent competențele profesionale ale membrilor Directoratului.

În ceea ce privește aria de remunerare, Comitetul de nominalizare și remunerare elaborează politica de remunerare pentru membrii Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere și o supune spre aprobarea Adunării Generale a Acționarilor.

Comitetul de nominalizare și remunerare prezintă în raportul anual suma totală a remunerației directe și indirecte a membrilor Directoratului și ai Consiliului de Supraveghere, cu respectarea principiului proporționalității acesteia cu responsabilitatea și timpul dedicat exercitării funcțiilor de către aceștia.

Comitetul privind securitatea energetică

Membrii acestui comitet sunt Marius Vasile MORARIU (președinte), Adrian Nicolae BLĂJAN, Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ, Claudiu Constantin NĂSTASĂ, Marius Vasile MORARIU, Mihaela POPESCU.

Comitetul privind securitatea energetică monitorizează și consiliază Consiliul de Supraveghere, Directoratul și compartimentele de specialitate ale Companiei în implementarea obiectivelor strategice pe linie de operator de sistem și securitate energetică pe ansamblul Sistemului Electroenergetic Național ("SEN"), securitate energetică la nivel RET și securitate energetică și protecție a infrastructurii critice.

O altă atribuție constă în implicarea, sub mandatul Consiliului de Supraveghere, alături de Directorat, în dialogul cu autoritățile publice cu atribuții și competențe pe linie de securitate energetică (Ministerul Economiei Energiei și Mediului de Afaceri, Comisiile de specialitate din Parlament).



Activitatea Consiliului de Supraveghere

ACTIVITATEA CONSILIULUI DE SUPRAVEGHERE

Pe durata primului semestru al anului 2021, 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:

- programul de investiții al Companiei pe anul 2021 și cheltuielile de investiții estimate pentru anii 2022 și 2023;
- bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pentru anul 2021 precum și pentru anii 2022 și 2023;
- situațiile financiare separate preliminare la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2020 (neauditate);
- raportul preliminar pentru trimestrul IV și ianuarie-decembrie 2020 privind activitatea economico-financiară a Companiei, întocmit potrivit cerințelor pieței de capital și raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele preliminare pentru trimestrul IV și ianuarie-decembrie 2020 întocmit potrivit prevederilor OUG nr.109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice;
- situațiile financiare separate, și situațiile financiare consolidate împreună cu Rapoartele aferente la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2020 întocmite în conformitatea cu OMFP 2844/2016 cu modificările și completările ulterioare pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară împreună cu Raportarea financiară aferentă exercițiului financiar încheiat la 31 decembrie 2020;
- raportul de activitate pe semestrul II al anului 2020 al Consiliului de Supraveghere întocmit conform prevederilor art.55 din OUG nr.109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice, raportul de sustenabilitate pentru anul 2020 împreună cu raportul non-financiar consolidat pentru anul 2020 și raportul aferent anului 2020 al Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere asupra sistemelor de control intern și de gestiune a riscurilor semnificative din cadrul Companiei, întocmit conform prevederilor noului Cod de guvernanță corporativă al Bursei de Valori București;
- stadiul implementării procesului de restructurare/reorganizare a personalului CNTEE Transelectrica SA, perspectivele de finalizare a

procesului și beneficiile care au fost prevăzute pentru personalul care urmează a fi restructurat;

- situațiile financiare interimare separate simplificate împreună cu Rapoartele aferente la data și pentru perioada de trei luni încheiată la data de 31 martie 2021;

În primul semestru al anului 2021 s-au desfășurat 4 (patru) ședințe ale **Comitetului de Nominalizare și Remunerare** în care membrii acestui comitet au analizat Codul de etică al Companiei și au elaborat Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare aferent anului 2020.

De asemenea, au fost formulate propuneri și recomandări pentru ocuparea poziției de membru provizoriu al Directoratului Companiei.

În aceeași perioadă, s-au desfășurat 3 (trei) ședințe ale **Comitetului de Audit**, în cadrul cărora au fost verificate Situațiile financiare interimare aferente exercițiului financiar 2020, au fost verificate Bugetul de venituri și cheltuieli pe anul 2021 și estimările pentru anii 2022-2023. A fost elaborat Raportul Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica SA aferent anului 2020 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 2020, precum și Raportul auditorului financiar.

Comitetul de Securitate Energetică a desfășurat în primul semestru al anului 2021 3 (trei) ședințe în care au fost discuții cu privire la proiectele investiționale pentru dezvoltarea RET cu impact asupra capacității transfrontaliere, cu privire la proiectul SMART GRID și proiectul "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".

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

- În ședința din **26.01.2021** Consiliul de Supraveghere a solicitat Directoratului prezentarea

propunerilor de actualizare a Codului de etică, fiind prezentate în paralel forma actuală a fiecărui articol versus forma propusă,

- a solicitat elaborarea unui mod de comunicare operativă prin intermediul căruia membri Consiliului de Supraveghere să fie informați în timp real cu privire la orice situație critică sau avarie care afectează rețeaua electrică și poate conduce la disfuncționalități în buna funcționare a SEN.

- În ședința din **02.02.2021**, Consiliul de Supraveghere a amânat luarea unei decizii referitoare la exprimarea acordului cu privire la operațiunea de achiziție având ca obiect atribuirea contractului "Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro" solicitând totodată Directoratului reanalizarea duratei perioadei de mentenanță post garanție, precum și a criteriilor de atribuire a contractului.

- În ședința din **12.02.2021**, Consiliul de Supraveghere a verificat Situațiile Financiare Separate Preliminare la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2020, a luat act de raportul preliminar pentru trimestrul IV și ianuarie-decembrie 2020 privind activitatea economico-financiară a CNTEE Transelectrica SA întocmit potrivit prevederilor cerințelor pieței de capital, împreună cu raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele preliminare pentru trimestrul IV și ianuarie-decembrie 2020 întocmit potrivit prevederilor OUG 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice.

- În ședința din **24.03.2021**, Consiliul de Supraveghere a verificat situațiile financiare separate și consolidate la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2020,

- a luat act de Raportul auditorului independent asupra situațiilor financiare separate și a situațiilor financiare consolidate pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2020,
- a verificat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale și consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2020,
- a luat act de Nota cu privire la repartizarea profitului net la data de 31 decembrie 2020,
- a aprobat forma finală a Raportului de activitate pe semestrul II al anului 2020 al Consiliului de Supraveghere întocmit conform prevederilor art.55 din OUG 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice,
- a luat act de Raportul de sustenabilitate și de Raportul Non-financiar consolidat pentru anul 2020,
- a luat act de Raportul aferent anului 2020 al Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere asupra sistemelor de control intern și de

gestiune a riscurilor semnificative din cadrul Transelectrica, întocmit conform prevederilor noului Cod de guvernanta corporativă al Bursei de Valori București

- a luat act de Raportul Comitetului de Nominalizare și Remunerare aferent anului 2020.

- În ședința din data de **25.03.2021** Consiliul de Supraveghere a verificat Bugetul de venituri și cheltuieli al CNTEE Transelectrica SA pentru anul 2021, precum și estimările pentru anii 2022 și 2023;

- În ședința din data de **13.04.2021** Consiliul de Supraveghere și-a exprimat acordul pentru operațiunea de achiziție având ca obiect atribuirea contractului „Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro”, cu condiția modificării duratei de garanție de la minim 24 luni la minim 36 luni;

- În ședința din data de **21.04.2021** membri Consiliul de Supraveghere au desemnat în calitate de membru provizoriu al Directoratului pe domnul Ovidiu ANGHEL cu o durată a mandatului de patru luni începând cu data de 21.04.2021 cu posibilitatea prelungirii, pentru motive temeinice, pentru încă două luni, dar durata mandatului nu va depăși data finalizării procedurii de selecție a membrilor Directoratului Companiei în condițiile OUG 109/2011, dacă procedura se va finaliza în acest interval;

- În ședința din data de **12.05.2021** Consiliul de Supraveghere a solicitat Directoratului să dispună reanalizarea și dacă este cazul, refacerea propunerii de repartizare a profitului aferent anului 2020 astfel încât acesta să fie în conformitate cu prevederile OG 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital majoritar sau integral de stat, precum și la regiile autonome cu modificările și competențele ulterioare,

- a solicitat Directoratului să depună diligențele necesare în vederea obținerii unui punct de vedere scris din partea auditorului financiar cu privire la impactul asupra situațiilor financiare separate și consolidate aferente exercițiului financiar 2020 în cazul modificării propunerii de repartizare a profitului aferent anului 2020,

- a solicitat Directoratului să facă demersurile necesare pentru ca auditorul financiar să fie prezent la următoarea ședință a Adunării generale a acționarilor care are pe ordinea de zi aprobarea situațiilor financiare, conform prevederilor legale,

- a solicitat Directoratului demararea unei acțiuni de control cu privire la corectitudinea și acuratețea situațiilor financiare separate ale CNTEE Transelectrica SA pentru exercițiul financiar al anului 2020, a modalității de calcul a repartizării profitului aferent anului 2020 în ceea ce privește participarea salariaților

la profit, în conformitate cu prevederile OG nr.64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital majoritar sau integral de stat, precum și la regiile autonome cu modificările și completările ulterioare,

- au fost verificate situațiile financiare interimare separate simplificate pentru exercițiul financiar încheiat la 31 martie 2021, a luat act de Raportul pentru trimestrul I 2021 privind activitatea economico-financiară a Companiei întocmit conform cerințelor pieței de capital și a luat act de Raportul de activitate al Directoratului privind rezultatele pentru trimestrul I 2021 întocmit conform prevederilor OUG 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice.

• În ședința din data de **03.06.2021** Consiliul de Supraveghere a luat act de faptul că au fost întocmite de către entitățile din cadrul Companiei, în conformitate cu solicitarea Statului Român, reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului, acționar al Companiei, următoarele:

- situațiile financiare separate pentru exercițiul financiar al anului 2020, refăcute cu reîntregirea profitului astfel încât valoarea provizionului diminuat de la participarea salariaților la profit să se regăsească în profit și implicit în dividendele convenite acționarilor,
- situațiile financiare consolidate pentru exercițiul financiar al anului 2020, refăcute cu reîntregirea profitului astfel încât valoarea provizionului diminuat de la participarea salariaților la profit să se regăsească în profit și implicit în dividendele convenite acționarilor,
- propunerea de repartizare a profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2020, refăcută cu reîntregirea profitului astfel încât valoarea provizionului diminuat de la participarea salariaților la profit să se regăsească în profit și implicit în dividendele convenite acționarilor,
- propunerea de distribuie de dividende din profitul înregistrat la data de 31.12.2020, refăcută cu reîntregirea profitului astfel încât valoarea provizionului diminuat de la participarea salariaților la profit să se regăsească în profit și implicit în dividendele convenite acționarilor.

În cadrul aceleiași ședințe, membri Consiliului de Supraveghere au luat act de faptul că auditorul independent BDO Audit SRL a transmis, la solicitarea Companiei, rapoartele asupra documentelor (Rapoartele de Audit), în speță, situațiile financiare separate și consolidate conform celor enumerate în paragrafele de mai sus.

Totodată au luat act de faptul ca Directoratul va transmite documentele menționate mai sus Secretariatului General al Guvernului, conform solicitării, precum și de faptul că acestea vor fi puse la

dispoziție pe site-ul Companiei tuturor acționarilor Companiei.

• În data de 22 iunie 2021 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.4 prin care:

- a aprobat revocarea membrilor Consiliului de Supraveghere al Companiei, respectiv: Adrian GOICEA, Luiza POPESCU, Jean – Valentin COMĂNESCU, Oleg BURLACU, Mircea Cristian STAICU, Mihaela POPESCU, Ciprian Constantin DUMITRU,
- a aprobat numirea următorilor membri provizorii: DOGARU-TULICĂ Adina-Loredana, POPESCU Mihaela, MORARIU Marius Vasile, NĂSTASĂ Claudiu Constantin, BLĂJAN Adrian Nicolae cu o durată a mandatului de 4 luni, începând cu data de 23 iunie 2021 și până la data de 22 octombrie 2021, aprobând forma contractului de mandat ce urmează a fi încheiat cu membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere.

• În ședința din data de **23.06.2021** Consiliul de Supraveghere având în componență următoarele persoane:

- Marius Vasile MORARIU
- Adrian Nicolae BLĂJAN
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ
- Mihaela POPESCU,

în conformitate cu prevederile art.18 alin.(4) din Actul constitutiv al CNTEE Transelectrica SA au ales ca Președinte al Consiliului de Supraveghere pe domnul Marius Vasile Morariu.

În cadrul aceleiași ședințe s-a constituit Comitetul de Nominalizare și Remunerare desemnându-se în calitate de membri ai Comitetului de Nominalizare și Remunerare din cadrul Consiliului de Supraveghere:

- Adrian Nicolae BĂLAJAN – președinte
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ
- Marius Vasile MORARIU
- Mihaela POPESCU

s-a constituit Comitetul de Audit desemnându-se în calitate de membri ai Comitetului de Audit din cadrul Consiliului de Supraveghere:

- Mihaela POPESCU – președinte
- Adrian Nicolae BĂLAJAN
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ
- Marius Vasile MORARIU

s-a constituit Comitetul de Securitate Energetică desemnându-se în calitate de membri ai Comitetului de Securitate Energetică din cadrul Consiliului de Supraveghere:

- Marius Vasile MORARIU – președinte
- Adrian Nicolae BĂLAJAN
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ
- Mihaela POPESCU

• În ședința din data de **25.06.2021** Consiliul de Supraveghere a constatat încălcarea de către membrii Directoratului a prevederilor Art.153²⁰ alin.(1)-(4) și Art.153²¹ din Legea societăților nr.31/1990 republicată cu modificările și completările ulterioare, a prevederilor Art.24 alin.(2)-(5) din Actul constitutiv al Companiei și ale Art.6 alin.(2) și Art.13 alin.(1) și (2) din Regulile Interne ale Directoratului aprobate prin Decizia nr.44/2020. Astfel, Consiliul de Supraveghere a revocat la data de 25.06.2021 următorii membri ai Directoratului: Cătălin NIȚU, Ovidiu ANGHEL, Andreea-Mihaela MIU, Corneliu-Bogdan MARCU și Marius Viorel STANCIU.

În cadrul aceleiași ședințe, în temeiul art.64² alin.(1) din OUG 109/2011 privind guvernanța corporativă a întreprinderilor publice cu modificările și completările ulterioare, au fost aleși în calitate de membri provizorii ai Directoratului următoarele persoane:

- Bogdan TONCESCU
- Ionuț-Bogdan GRECIA
- Adrian MORARU
- Cătălin-Constantin NADOLU

- Marius-Viorel STANCIU

Mandatul membrilor Directoratului desemnați are o durată de patru luni începând cu data de 25.06.2021 cu posibilitatea prelungirii, pentru motive temeinice, pentru încă două luni, dar durata mandatului nu va depăși data finalizării procedurii de selecție a membrilor Directoratului Companiei în condițiile OUG 109/2011 dacă procedura se va finaliza în interiorul acestui interval. Totodată s-a aptobat remunerația membrilor provizorii împreună cu forma contractului de mandat iar domnul Morariu Marius Vasile, Președinte al Consiliului de Supraveghere a fost mandatat în vederea semnării în numele Companiei a contractului de mandat cu membrii provizorii ai Directoratului.

Totodată, în conformitate cu prevederile Art.153⁷ alin.(1) din Legea societăților nr.31/1990, republicată cu modificările și completările ulterioare și ale art.18 alin.(6) din Actul Constitutiv, s-a desemnat în calitate de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere domnul Victor Florin DUMITRU. Durata mandatului este până la data de 22.10.2021, dar nu mai târziu de data numirii unui membru al Consiliului de Supraveghere de către Adunarea Generală a Acționarilor.



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare aferente semestrului I 2021 este prezentată în tabelele de mai jos. Varianta extinsă a acestora pentru aceeași perioadă este prezentată în Anexele la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere – rezultate neauditate			Situația separată a poziției financiare– rezultate neauditate		
[mil RON]	S1 2021	S1 2020	[mil RON]	S1 2021	2020
Volum tarifat de energie [TWh]	28,28	26,26	Active imobilizate		
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS			Imobilizări corporale	3.685	3.561
Venituri operaționale	635	581	Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	34	38
Costuri operaționale	421	344	Imobilizări necorporale	6	7
EBITDA	214	236	Imobilizări financiare	82	82
Amortizare	130	136	Total active imobilizate	3.807	3.687
EBIT	84	100	Active circulante		
ACTIVITATI ZERO PROFIT			Stocuri	38	38
Venituri operaționale	787	509	Creațe	1.006	848
Costuri operaționale	748	464	Alte active financiare	0	1
EBIT	39	45	Numerar și echivalente	461	554
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)			Total active circulante	1.505	1.442
Venituri operaționale	1.422	1.090	TOTAL ACTIVE	5.312	5.129
Costuri operaționale	1.168	809	Capitaluri proprii	3.447	3.395
EBITDA	253	281	Datorii pe termen lung		
Amortizare	130	136	Împrumuturi	91	102
EBIT	123	145	Alte datorii	606	574
Rezultat financiar	(2)	(2)	Total datorii pe termen lung	697	676
EBT	121	143	Datorii curente		
Impozit pe profit	17	28	Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	7
Profit net	104	116	Împrumuturi	25	25
			Alte datorii	1.135	1.025
Imobilizări necorporale	6	7	Total datorii curente	1.168	1.058
			Total datorii	1.865	1.733
			CAPITALURI ȘI DATORII	5.312	5.129

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

Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie–iunie 2021, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (28,28 TWh) a înregistrat o creștere de 7,7% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2020 (diferența între cele două perioade fiind de +2 TWh).

Venituri operaționale

Veniturile totale operaționale realizate în semestrul I al anului 2021 au înregistrat o creștere în procent de 30% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (1.422 mil lei în S1 2021 față de 1.090 mil lei în S1 2020), determinată în principal creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor, de majorarea tarifului mediu de transport și de creșterea veniturilor realizate pe piața de echilibrare.

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere de 9% a veniturilor (635 mil lei în S1 2021 față de 581 mil lei în S1 2020), determinată în principal de creșterea cu 21% a veniturilor din transport și a altor venituri pe piața de energie (612 mil lei în S1 2021 față de 507 mil lei în S1 2020), provenită din creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor, în condițiile majorării tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, dar și în condițiile implementării noului pachet de reglementări europene, în mod special *Directiva (UE) 2019/944* și *Regulamentul (UE) 2019/943*, precum și *Regulamentul (UE) 2017/2195* și *Regulamentul (UE) 2017/1485*.

În luna iulie 2020 la inițiativa ANRE s-a propus armonizarea metodologiilor de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice și a tarifului pentru serviciul de sistem (doar componenta aferentă serviciului funcțional de sistem), respectiv *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 171/2019 și *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2017 (doar componenta aferentă serviciului funcțional de sistem), cu modificările și completările ulterioare, cu prevederile reglementărilor europene antemenționate.

Nu în ultimul rând, uitându-ne la aceeași perioadă a anului trecut, trebuie să menționăm impactul semnificativ care l-a avut declanșarea pandemiei Covid-19, astfel încât analiza S1 2021 vs S1 2020 a fost influențată de acesta.

În primul semestru al anului 2021 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o

scădere în procent de 34% față de aceeași perioadă a anului trecut, în sumă de 10,5 mil lei, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Scăderea veniturilor din alocarea capacității de interconexiune (înregistrată în primul semestru al anului 2021) se datorează scăderii interesului participanților de a cumpăra capacitate de interconexiune, energia electrică fiind tranzacționată mai mult pe plan intern.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Cele anuale, lunare și intrazilnice sunt explicite - se licitează doar capacitatea de transport, iar cele zilnice cu Ungaria sunt implicite - se alocă simultan cu energia și capacitatea prin mecanismul de cuplare.

Înființarea, începând cu data de 19 noiembrie 2014, a bursei regionale de energie de către România, Ungaria, Cehia și Slovacia presupune ca aceste patru țări să ajungă să aibă un preț unic al electricității tranzacționate pe piețele spot. Alocarea de capacitate între România și Ungaria, singura țară din cele 3 cu care România are frontieră, se face de transportatori: Transelectrica și MAVIR, prin mecanism comun, în baza unui acord bilateral.

Începând cu anul 2016, s-a implementat principiul UIOSI pe granița cu Bulgaria, iar începând cu anul 2017 și pe granița cu Serbia. Potrivit acestui principiu, participanții care nu folosesc capacitățile câștigate la licitațiile anuale și lunare sunt remunerați (de către Transelectrica) pentru capacitatea respectivă. Capacitatea neutilizată se vinde ulterior în cadrul licitațiilor zilnice. Pe granița cu Ungaria sensul este invers, în sensul că MAVIR remunerează participanții pentru capacitățile neutilizate.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune.

Începând cu luna noiembrie 2019, a avut loc lansarea celui de-al 2-lea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling).

Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piață dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră.

Astfel, licitațiile intrazilnice explicite sunt numai pe granița cu Serbia, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

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.

Veniturile din Inter TSO Compensation (ITC) au înregistrat o scădere în prima jumătate a anului 2021 cu 1 mil lei comparativ cu primul semestru al anului 2020, datorită faptului că în primul semestru al anului 2021 cantitățile de energie importată/exportată/tranzitată au fost mult mai mici decât în primul semestru al anului 2020, iar tariful pentru schimburile cu țările perimetrice aplicat a fost mai mic în această perioadă din anul 2021 față de aceeași perioadă din anul 2020.

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost obținute în principal din vânzarea energiei în excedent pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și în cadrul PRE CIGA Energy, pe Piața de Echilibrare.

La sfârșitul lunii noiembrie 2019 s-a lansat funcționarea cuplată a pieței intrazilnice la nivel european, în cadrul proiectului XBID/SIDC, care a asigurat o mai mare lichiditate a pieței și o diversificare a produselor tranzacționate, fapt care a dus la creșterea veniturilor înregistrate pe această piață de aproape 4,8 ori față de veniturile înregistrate în perioada similară a anului trecut.

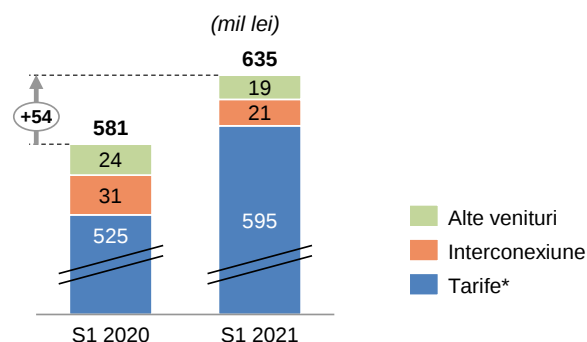
Veniturile din tranzacții CPT au fost mai mari cu 7,4 mil lei în S1 2021 comparativ cu S1 2020 (de la 3,7 mil lei în S1 2020 la 11 mil lei în S1 2021) datorită faptului că dezechilibrele Transelectrica au fost în sens contrar dezechilibrelor Sistemului Electroenergetic Național, cât și datorită noilor reglementări pe piața de echilibrare.

Ca și perspectivă pentru parcursul anul 2021, principalii factori care vor avea un impact semnificativ asupra veniturilor/cheltuielilor din tranzacțiile de energie pentru acoperirea CPT, sunt modificările legislative apărute în piața de echilibrare de energie electrică, cu aplicabilitate de la 1 februarie 2021 (efectuarea decontării la interval de 15 minute, aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare), precum și evoluția pandemiei Covid-19 și a modului de gestionare a acesteia la nivel național.

În cea ce privesc **Veniturile din serviciile de sistem funcționale**, începând cu 01 ianuarie 2021 a avut loc integrarea componentei aferentă serviciului funcțional de sistem în serviciul de transport, astfel, pentru perioada premergătoare datei de 1 ianuarie 2021 s-a calculat pentru activitatea de transport un tarif cumulat ce reprezintă un tarif teoretic virtual calculat prin însumarea

tarifelor aferente activităților cu profit permis, respectiv activitatea de transport și activitatea de servicii funcționale de sistem (cele două tarife se aplicau la aceeași cantitate de energie electrică extrasă din rețea).

Venituri operaționale activități cu profit permis



* Tarif transport, servicii de sistem funcționale și schimburi neplanificate, energie reactivă, ITC, tranzacții CPT

Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o creștere în procent de 54% (787 mil lei la 30 iunie 2021 față de 509 mil lei la 30 iunie 2020) determinată în principal de creșterea cu 303 mil lei a veniturilor pe piața de echilibrare (de la 166 mil lei la 30 iunie 2020 la 469 mil lei la 30 iunie 2021).

Creșterea veniturilor pe piața de echilibrare s-a datorat în principal următoarelor aspecte:

- eliminarea limitelor de preț la ofertare pe piața de echilibrare, potrivit Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 61/2020, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 287/2020;
- eliminarea obligativității participării la piața de echilibrare, potrivit Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru și modificarea unor Ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 213/2020, publicat în Monitorul Oficial nr. 1201/2020;
- trecerea pieței de echilibrare la intervalul de decontare de 15 minute;
- aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare începând cu data de 1 februarie 2021;
- aplicarea începând cu 01 iunie 2021 a unui nou set de reguli comune de decontare a schimburilor internaționale de energie și a schimburilor neintenționate de energie, ce prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, eliminând în acest fel compensările în natură determinate conform metodologiei ENTSO-E de către Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția), pe care Transelectrica le

tranzacționa pe Piața pentru Ziua Următoare și le înregistra strict în Bugetul de Venituri și Cheltuieli cu Partea Responsabilă cu Echilibrarea Schimburi Neplanificate, ca urmare a tranzacționării energiei la Piața pentru Ziua Următoare;

- modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare;
- evoluția prețului mediu de deficit înregistrat pe piața de echilibrare;
- scăderea dezechilibrului negativ înregistrat la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- scăderea cererii de energie electrică (a consumului) în condițiile unei ierni blânde;
- evoluția consumului de energie electrică ca urmare a reglementărilor emise de Administrația Publică Centrală pentru prevenirea răspândirii covid-19.

Pentru anul 2021 se estimează că reglementările implementate în legislația națională în concordanță cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața de energie electrică, efectuarea decontării la intervalul de granularitate de 15 minute, aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare și evoluția modului de gestionare a răspândirii COVID -19 la nivelul țării vor avea un impact semnificativ privind evoluția veniturilor/costurilor pe piața de echilibrare.

Pentru activitatea de administrare a pieței de echilibrare, cadrul de reglementare specific acesteia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității respective.

Astfel, potrivit reglementărilor ANRE, 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.

Pe parcursul semestru al anului 2021, **veniturile din serviciile de sistem tehnologice** au înregistrat o scădere în procent de 7% comparativ cu primul semestru al anului 2020 (318 mil lei la 30 iunie 2021 față de 343 mil lei la 30 iunie 2020), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii în condițiile creșterii cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 7,7%.

În perioada analizată, veniturile din serviciile de sistem tehnologice au fost mai mari cu suma de 27 mil lei comparativ cu cheltuielile privind achiziția serviciilor de sistem tehnologice realizate.

Pentru activitatea de servicii de sistem tehnologice cadrul de reglementare specific acesteia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea

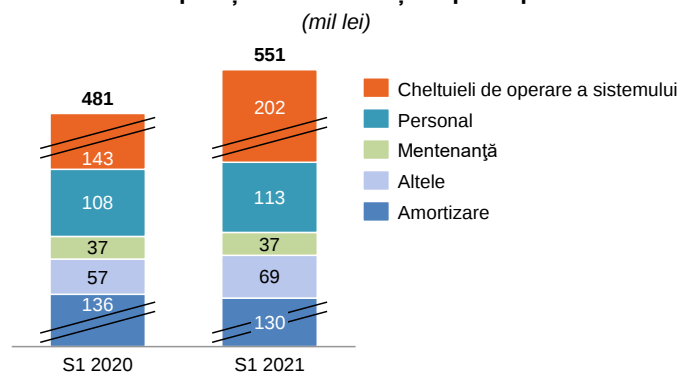
excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității respective. Astfel, potrivit reglementărilor ANRE, surplusul/deficitul de venit față de costurile recunoscute rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-a înregistrat surplusul/deficitul respectiv. Surplusul/deficitul de venit față de costurile rezultate din desfășurarea acestei activități se calculează pe perioade de programare a tarifului (de regulă 12 luni).

Cheltuieli operaționale

realizate în intervalul ianuarie-iunie 2021 au înregistrat o creștere de 37% comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.299 mil lei în S1 2021 față de 945 mil lei în S1 2020).

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 15% (551 mil lei în ianuarie-iunie 2021 față de 481 mil lei în ianuarie-iunie 2020).

Costuri operaționale activități cu profit permis



CPT: În primul semestru al anului 2021 cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu 55% (63 mil lei) comparativ cu primul semestru al anului 2020, datorită următoarelor aspecte:

- consumul propriu tehnologic înregistrat în perioada analizată a fost cu circa 28GWh (32%) în luna ianuarie, respectiv cu circa 32GWh (44%) mai mare în luna februarie decât în perioada similară a anului 2020, iar la nivelul întregii perioade analizate s-a înregistrat o creștere cu circa 30%.

Consumul anului 2020, raportat la aceeași perioadă a anului 2021 a fost puternic influențat de pandemia covid-19;

- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU a fost cu aproape 80% mai mare în semestrul I 2021 față de perioada similară a anului 2020.

În prezent, tendința actuală a Pieței pentru Ziua Următoare este de continuă creștere, înregistrând valori mult mai mari decât cele din anul 2020 (pentru luna iulie, prețul mediu este de 449,66lei/MWh, fiind de 2,5 ori mai

mare decât valoarea din anul 2020 și de peste 1,7 ori mai mare decât valoarea din anul 2019, depășind valorile înregistrate în ultimii 7 ani pe această piață).

Aceeași tendință se observă și la nivel european, ceea ce va avea un impact semnificativ în costurile înregistrate pentru acoperirea CPT, având în vedere că din data de 17 iunie 2021 s-a realizat cuplarea piețelor pentru ziua următoare din cadrul 4M MC (Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România) cu piața regională din Austria, Germania și Polonia.

Conform Regulamentului Uniunii Europene nr.1222/2015 (CACM) – “de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor”, una dintre principalele obligații rezultate din conținutul acestui regulament a fost aceea de unificare a piețelor de energie pe termen scurt (zilnice și intrazilnice), obligație ce trebuie îndeplinită atât de către OPEED – „Operatorii Pieței de Energie Electrică Desemnați”, cât și de către OTS – „Operatorii de Transport și Sistem” din Europa.

În acest sens a fost demarat proiectul de cuplare a piețelor zilnice de energie din statele membre UE România și Bulgaria în anul 2020, proiect care presupune cuplarea piețelor zilnice de energie din statele membre UE România și Bulgaria.

În data de 22.09.2020, autoritățile naționale de reglementare din Austria, Germania, Polonia și țările 4M Market Coupling (4M MC), și anume Republica Cehă, Ungaria, România și Slovacia, au primit de la Comisia Europeană (DG ENER) îndrumarea pentru Operatorii Piețelor de Energie Electrică Desemnați (OPEED) și Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) care participă la Proiectul DE-AT-PL-4M MC (cunoscut și sub denumirea de “Interim Coupling Project” sau „ICP”) care stabilește prioritizarea implementării soluției ICP în timp util.

Această îndrumare a fost solicitată de autoritățile naționale de reglementare respective după câteva luni de discuții, deoarece în primul trimestru al anului 2020 au fost identificate de către mai multe părți implicate în proiect, blocaje în procesul de implementare locală.

Aceste blocaje a-au datorat interdependențelor dintre proiectele aflate în paralel în desfășurare, cum ar fi CORE FB MC, Allegro, NorNed, Polish MNA, rezultând într-o întârziere a activităților de implementare a Interim Coupling.

DG ENER considera o implementare secvențială a proiectelor Interim Coupling și CORE Flow Based Market Coupling (Core FB MC) ca fiind cea mai bună cale de urmat, întrucât proiectul Interim Coupling va facilita Cuplarea Unică a Piețelor pentru Ziua Următoare și în special extinderea geografică către toate frontierele

relevante ale UE conform cerințelor Regulamentului CACM în cel mai scurt timp posibil.

De asemenea, va aduce câștiguri de bunăstare participanților la piață. De asemenea, DG ENER a comunicat că Proiectul Interim Coupling va aduce valoare adăugată prin asigurarea faptului că țările din Europa Centrală și de Est nu vor rămâne izolate, chiar dacă ar apărea alte întârzieri în implementarea CORE FB.

În plus, va permite compararea rezultatelor testării cuplării bazată pe fluxuri cu datele din producție ale funcționării cuplate pe bază de NTC în timpul rulării paralele externe a proiectului CORE FB MC.

Luând în considerare îndrumarea primită, data de lansare a proiectului Interim Coupling a fost preconizată pentru luna aprilie 2021.

Următorii pași ai proiectului Interim Coupling au fost concentrați în principal pe actualizarea foi detaliate de parcurs a proiectului, finalizarea punctelor rămase deschise și testarea internă a soluției (planificată în prezent la începutul anului 2021), precum și testele cu părți externe.

În data de 18 martie 2021 Operatorii Pieței de Energie Electrică Desemnați (OPEED) și Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din Austria, Germania, Polonia și țările din 4M Market Coupling (4M MC), respectiv Republica Cehă, Ungaria, România și Slovacia, au informat părțile interesate cu privire la o ușoară actualizare a planificării testelor proiectului.

Părțile proiectului au finalizat cu succes prima fază a testelor regionale comune (Full Integration Testing - FIT) la sfârșitul lunii februarie 2021.

În urma actualizării planificării testelor și a alinierii la nivelul tuturor OTS-urilor și OPEED-urilor europene la nivelul Cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), următoarea fază a testării (Simulation Integration Testing - SIT) axată pe testarea procedurilor operaționale regionale a fost programată a începe în a doua jumătate a lunii martie 2021.

Lansarea proiectului a fost planificată pentru data de 10 iunie 2021, sub rezerva confirmării pregătirii tehnice și din punct de vedere legal de către toate părțile.

Ca urmare a planificării actualizate, s-a preconizat că testele regionale vor fi finalizate până la începutul lunii mai 2021 și vor fi urmate de teste procedurale end-to-end executate la un nivel european mai larg, împreună cu toate părțile SDAC. Testele cu participarea participanților la piață (Member Tests) s-au preconizat a fi efectuate în a doua jumătate a lunii mai 2021.

În data de 21 aprilie 2021 a fost organizat un webinar comun pentru a oferi participanților la piață informații detaliate despre Member Tests, precum și despre schimbările preconizate ale proceselor.

În data de 17 iunie 2021 pentru prima dată, capacitatea transfrontalieră pentru ziua următoare pe cele 6 noi frontiere (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT, HU-AT) a fost alocată implicit prin intermediul algoritmului Euphemia.

Cuplarea prin preț implementată permite determinarea simultană a prețurilor energiei electrice și a fluxurilor transfrontaliere în întreaga regiune.

Utilizarea eficientă a sistemului energetic și a infrastructurilor transfrontaliere, generate de o coordonare mai strânsă între părțile interesate din piața de energie, maximizează bunăstarea socială în beneficiul tuturor participanților la piață.

Interim Coupling a fost anunțat în decembrie 2018, ca urmare a solicitării autorităților naționale de reglementare implicate (ANR) de a dezvolta în continuare integrarea regională a piețelor de energie electrică pentru ziua următoare.

Proiectul a avut ca obiectiv cuplarea granițelor 4M MC (cuplarea piețelor din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România) cu cuplarea multiregională (MRC) prin introducerea alocării implicite a capacității nete de transport (NTC) pe cele șase frontiere menționate anterior.

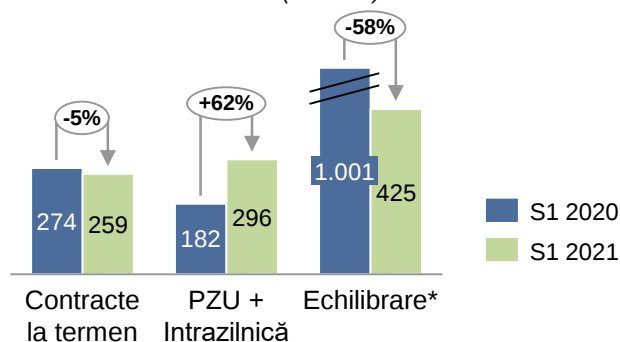
Cuplarea piețelor pentru ziua următoare 4M MC este acum integrată în piața pan-europeană pentru ziua următoare de energie electrică

Noua cuplare de succes este rezultatul cooperării strânse dintre OPEED-urile din Interim Coupling (EPEX SPOT, EXAA, HUPX, Nord Pool EMCO, OKTE, OPCOM, OTE, TGE) și OTS -uri (50Hertz, APG, ČEPS, MAVIR, PSE, SEPS, Tennet DE, Transelectrica), împreună cu ANR-urile respective (ANRE, BNetzA, E-Control, ERU, MEKH, URE, URSO).

Această cuplare a pieței bazată pe NTC este un pas important către realizarea SDAC.

Următoarea etapă constă în introducerea metodei de calcul al capacității bazate pe fluxuri în cadrul proiectului Core FB MC, care este modelul țintă pentru cuplarea pieței pentru ziua următoare.

Prețuri medii de achiziție
(lei/ MWh)



Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET au înregistrat o creștere în procent de 15% în intervalul ianuarie-iunie 2021 față de S1 2020 (10 mil lei în S1 2021 comparativ cu 9 mil lei în S1 2020) datorită majorării prețurilor de achiziție a energiei electrice în anul 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, respectiv consumul aferent serviciilor interne din cele 81 de stații electrice, pentru fiecare loc de consum.

Serviciile de sistem funcționale: Cheltuielile aferente au înregistrat o scădere de 49% (6 mil lei în S1 2021 comparativ cu 13 mil lei în S1 2020) determinată, în principal, de reducerea cheltuielilor pe piața de echilibrare privind schimburile neplanificate de energie electrică cu țările vecine interconectate la SEN. Aceste cheltuieli reprezintă schimburile internaționale necontractate de energie electrică cu țările vecine și cheltuielile cu schimburile neplanificate pe piața zilei următoare.

Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

Obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO) se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între TSO-urile din cele 35 de țări care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E.

În primul semestru din 2021 aceste cheltuieli au fost mai mari cu un procent de 16% față de perioada similară a anului anterior, diferența rezultând din regularizarea estimărilor de cheltuieli efectuată.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a costurilor cu 61% (748 mil lei la 30 iunie 2021 față de 464 mil lei la 30 iunie 2020), determinată în principal de creșterea cheltuielilor 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.

Începând cu 01.02.2021 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.

În perioada ianuarie–iunie 2021 contractarea serviciilor tehnologice de sistem în regim reglementat s-a efectuat numai pentru Energia Reactivă. Transelectrica a contractat Energia Reactivă de la Hidroelectrica SA, conform Deciziei ANRE nr.1551/28.08.2019

Valoarea cheltuielilor privind serviciile de sistem tehnologice în primul semestru al anului 2021, a înregistrat o scădere de 2% comparativ cu cele din S1 2020 (291 mil lei în S1 2021 comparativ cu 298 mil lei în S1 2020)

Valoarea costurilor cu achiziția STS pentru S1 2021 a fost determinată în principal de următorii factori:

- menținerea prețurilor de achiziție a serviciilor de sistem tehnologice pe piața concurențială în anul 2021 în jurul valorilor înregistrate în anul 2020, pentru rezerva secundară (RS) și rezerva terțiară rapidă (RTR);
- manifestarea în anul 2021 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 2021 se estimează că reglementările care se vor implementa în legislația națională în concordanță cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019, contractarea serviciilor tehnologice de sistem la Intervalul de decontare de 15 minute, efectuarea decontării pe piața de echilibrare la intervalul de decontare de 15 minute și evoluția economiei și a

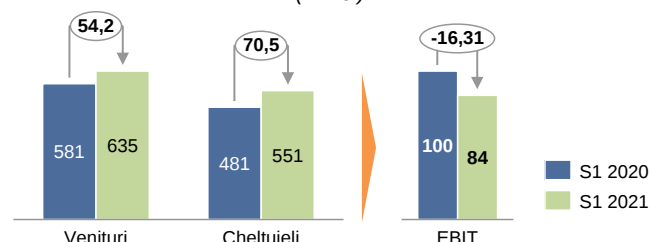
consumului de energie electrică la nivel național, vor avea un impact semnificativ privind evoluția veniturilor/costurilor pe piața de echilibrare și în evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem la nivelul Transelectrica SA.

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în semestrul I 2021, au fost mai mari cu 290 mil lei față de cele realizate în semestrul I 2020. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață

Rezultat operațional

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv 84 mil lei în primul semestru al anului 2021, în scădere cu 16% față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.

Structura EBIT activități profit permis
(mil lei)



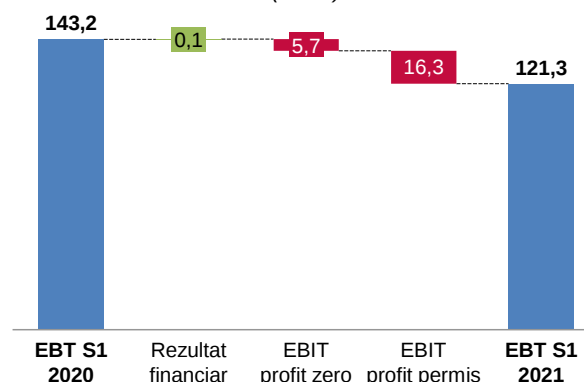
EBIT generat de activitățile zero-profit a înregistrat un rezultat pozitiv de 39 mil lei, în scădere cu 6 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.

Rezultat brut (EBT)

Profitul brut a înregistrat o scădere de 22 mil lei, de la 143 mil lei în intervalul ianuarie-iunie 2020 la 121 mil lei în ianuarie-iunie 2021.

Dinamica între profitul înregistrat în primul semestru al anului 2021 comparativ cu primul semestru al anului 2020, descompusă pe componentele constitutive ale profitului, este prezentată în graficul următor:

Dinamica elementelor EBT
(mil lei)



Rezultat Financiar

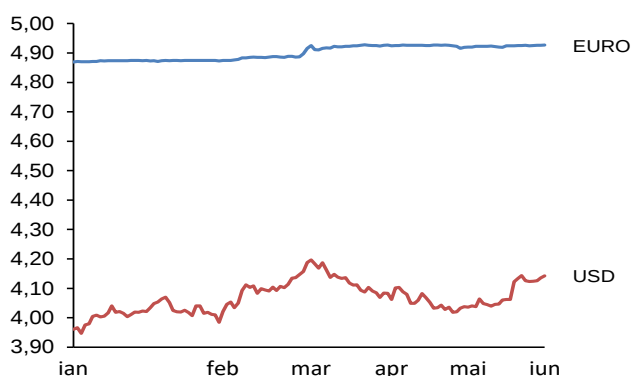
Rezultatul financiar net înregistrat în primul semestru al anului 2021 este negativ în valoare de 2 mil lei.

Acesta a fost influențat în principal, de evoluția cursului de schimb valutar al monedei naționale raportat la euro, monedă în care Compania are contractate împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții.

[mil lei]	S1 2021	S1 2020	Δ	Δ (%)
Venituri financiare	3	5	(1)	(29%)
- din imobilizări financiare	0,02	0,00	0	1116%
- venituri din dobânzi	1,36	3,74	(2)	(63%)
- venituri din diferențe de curs valutar	2,08	1,18	1	76%
- alte venituri financiare	0,03	0,03	(0)	(6%)
Cheltuieli financiare	5	7	(2)	(22%)
- cheltuieli privind dobânzile	2,19	4,06	(2)	(46%)
- cheltuieli din diferențe de curs valutar	3,15	2,79	0	13%
- alte cheltuieli financiare	-	-	0	n/a
Rezultat financiar net	(2)	(2)	0	3%

Evoluția cursului de schimb leu/euro și leu/usd în semestrul I 2021 este redată în graficul următor.

Evoluția cursului de schimb valutar



Rezultat net

Profitul net a înregistrat scădere în perioada analizată, ajungând la 104 mil lei în S1 2021, față de 116 mil lei înregistrat în S1 2020.

POZIȚIA FINANCIARĂ

Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în primul semestru al anului 2021 comparativ cu anul 2020 o creștere în procent de 3%, pe fondul creșterii imobilizărilor corporale în curs determinată în principal de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune.

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 noul contract de închiriere (contract nr. C232/2020 încheiat cu Dagesh Rom SRL), valabil pe o perioadă de 5 ani.

La data de 30 iunie 2021, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 34 mil lei.

Imobilizări financiare

Imobilizările financiare la data de 30 iunie 2021 nu au înregistrat modificări față de 31 decembrie 2020, rămânând în S1 2021 la valoarea de 82 mil lei.

Active circulante

Activele circulante au înregistrat o creștere în procent de 4% la 30 iunie 2021 (1.505 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2020 (1.442 mil lei).

Creanțele comerciale și alte creanțe înregistrează o creștere în procent de 19% (1.006 mil lei la 31 iunie 2021 de la 848 mil lei la 31 decembrie 2020), în principal datorită:

- creșterii volumului tranzacțiilor pe piața de echilibrare în trimestrul II al anului 2021 față de trimestrul IV al anului 2020, fapt ce a determinat creșterea creanțelor aflate în sold la data de 30 iunie 2021 față de 31 decembrie 2020.

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: Ciga Energy SA, MAVIR, Electrica Furnizare SA, RAAN, OPCOM, Cinta Energy SA, E.ON Energie România SA, Getica 95 COM SRL, CEZ Vânzare SA, Tinmar Energy SA.

Ponderea principalilor clienți pe piața de energie electrică este de circa 57% în total creanțe comerciale.

La data de 30 iunie 2021, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 18% 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”.

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 30 iunie 2021 o scădere determinată, în principal de scăderea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 30 iunie 2021, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 173 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 21,20 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 2020 (suma de 16,47 mil lei) de la Electrocentrale București, precum și suma de 11,73 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2021, în valoare de 12,25 mil lei, de la următorii producători: Bepco SRL, Complexul energetic Hunedoara, Complexul energetic Oltenia, CET Arad, CET Govora, Contourglobal Solutions, Electrocentrale București, Electro Energy Sud, Electroulaj SA, Universitatea Politehnică din București, Prefab, Soceram SA și Termoficare Oradea.

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 datoriilor reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a reținute de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

Alte creanțe la data de 30 iunie 2021, în sumă de 126 mil lei includ în principal:

- debitori diverși (85 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 73 mil lei (din care suma de 35 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin).
- Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: RAAN (16,9 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), Electrocentrale București (9,4 mil lei), Eco

Energy SRL (8,9 mil lei), Petprod SRL (8,9 mil lei), Romelectro (5,9 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), OPCOM (2 mil lei). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;

- compensații datorate de furnizori pentru nelivrarea energiei electrice (Arelco Power 0,98 mil lei) și Enol Grup (2,54 mil lei). Pentru compensațiile datorate de furnizorii din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;

- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul social al filialei în sumă de 4,52 mil lei.

- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 7 mil lei sunt reprezentate în principal de: cotizație internațională ENTSO-E pentru anul 2021 (2,8 mil lei), contribuție anuală ANRE aferentă anului 2021 (1,8 mil lei), chirie și mentenanță clădire birouri (0,7 mil lei), avansuri la contractele încheiate cu furnizorii de energie electrică necesară acoperirii consumului propriu tehnologic pentru perioadele viitoare, polițe RCA și CASCO și altele
- alte creanțe imobilizate în sumă de 4,3 mil lei, din care 4,2 mil lei reprezintă garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1). alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivului de investiții LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia);
- alte creanțe sociale în sumă de 5 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților și care urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 697 mil lei la data de 30 iunie 2021 au înregistrat o creștere în procent de 3% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2020.

În același timp **datoriile pe termen scurt** au înregistrat de asemenea o creștere în procent de 10% (de la 1.058 mil lei la 31 decembrie 2020 la 1.168 mil lei la 30 iunie 2021), în principal pe fondul creșterii volumului lucrărilor de investiții, în speță a contractelor aflate în derulare facturate de către furnizorii de imobilizări în primul semestru al lui 2021 față de an 2020.

- La data de 30 iunie 2021 comparativ cu 31 decembrie 2020, **datoriile aflate în sold pe piața de energie** sunt în sumă de 498 mil lei față de 468 mil lei fiind influențate în principal de:
 - creșterea soldului datoriilor aferente activității operaționale care a fost determinată în principal de

achitarea în trimestrul II an 2021 a obligațiilor de plată aflate în sold pe piața de energie electrică la data de 30 iunie 2021.

- *scăderea datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)* determinată în principal de plata bonusului lunar convenit RAAN, reținut în vederea compensării dar și de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din trimestrul II al anului 2021, față de trimestrul IV al anului 2020.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: Hidroelectrica SA, MAVIR, Complexul energetic Oltenia SA, RAAN, Electrica Furnizare SA, OPCOM, IBEX, Electrocentrale București SA, OMV Petrom SA, CIGA Energy SA.

La 30 iunie 2021, ponderea acestora în total furnizori de energie este de circa 84%.

La data de 30 iunie 2021, 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, antesupracompensarea 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.

• **creditori diverși** în sumă de 143,8 mil lei sunt reprezentați în principal de:

- poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 139,6 mil lei;

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- *valoarea contribuției colectat de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, valoarea supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență, bonusul necuvenit de încasat de la producători, conform deciziilor ANRE, pe de-o parte, și*
- *valoarea bonusului de cogenerare, a antesupracompensării și a bonusului neacordat de achitat către producătorii de energie în cogenerare de înaltă eficiență, beneficiari ai schemei de sprijin, pe de altă parte.*
- studii pentru interconectarea sincronă a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental, redevență trimestrul 2 an 2021 1,3 mil lei, contracte de studii 0,6 mil lei, garanții de participare la licitații și altele.

• **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 34 mil lei.

• **alte datorii** în sumă de 33 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 18,8 mil lei, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 14,3 mil lei și altele.

• **clienți creditori** în sumă de 103 mil lei reprezintă sume încasate în avans de la MAVIR, OPCOM și IBEX în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț 4MMC (4M Market Coupling) și SIDC (Single Intraday Coupling)

• **dividendele cuvenite acționarilor** Companiei la data de 30 iunie 2021 și neplătite sunt în sumă de 64 mil lei, fiind la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.

Provizioanele au înregistrat o diminuare de valoare în primul semestru al anului 2021 în comparație cu sfârșitul anului 2020, de la 91 mil lei la 31 decembrie 2020 la 70 mil lei la 30 iunie 2021, diminuare determinată în principal de:

- diminuarea valorii provizioanelor constituite pentru litigii care la data de 30 iunie 2021 sunt în sumă de 46 mil lei comparativ cu suma de 50 mil lei înregistrată la finele anului 2020

- provizion pentru contracte de mandat care la 30 iunie 2021 prezintă un sold de 24 mil lei și care reprezintă în principal remunerarea administratorilor executivi și neexecutivi, remunerare constând în componenta variabilă aferentă pachetelor OAVT-uri alocate și nevalorificate pe durata mandatelor executate în perioada 2013-2017

- alte provizioane

Datoriile purtătoare de dobândă

La data de 30 iunie 2021 valoarea împrumuturilor pe termen lung s-a diminuat față de 31 decembrie 2020 în principal datorită rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

Capitaluri proprii

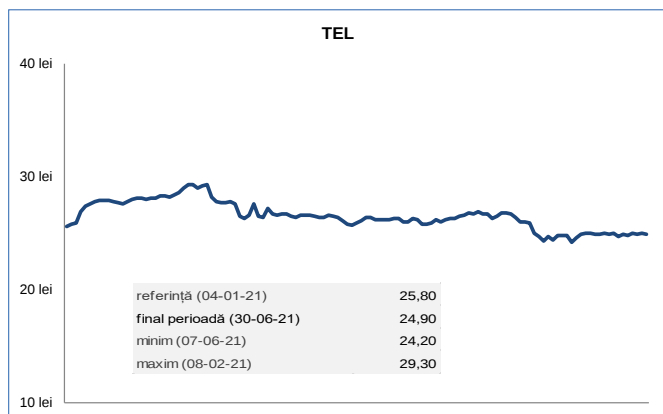
Capitalurile proprii au înregistrat o creștere de 2% determinată în principal de înregistrarea în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de 104 mil lei, realizat la data de 30 iunie 2021.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

(01-Ian-2021 la 30-Iunie-2021)

Anul 2021 a debutat cu un preț de tranzacționare de 25,60 lei/acțiune. La finalul perioadei capitalizarea bursieră a fost 1.825 mil lei, găsind acțiunea la un preț de 24,90 lei/acțiune. Prețul minim de tranzacționare a fost înregistrat în data de 07.06.2021, de 24,20 lei/acțiune, maximul de 29,30 lei/acțiune fiind atins în data de 08.02.2021.

Compania a avut capacitatea să se adapteze contextului economic generat de pandemia Covid-19 pe parcursul anului 2021, reflectată în stabilizarea valorii bursiere prin înregistrarea unui preț al acțiunii mediu de 26,53 lei/acțiune.



Pe parcursul primului semestru al anului 2021 tranzacționarea acțiunilor TEL pe piața de capital din România a înregistrat 9.209 de tranzacții cu un număr mediu de 74 tranzacții/zi și 1.755.853 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 45.786 mii lei.

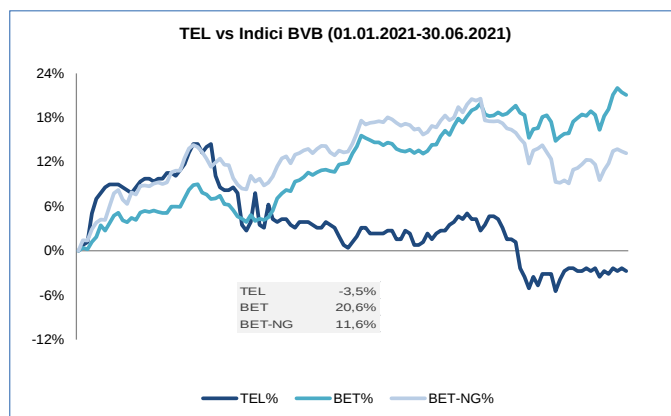
Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET-NG, BET, BET-TR, BET-XT, BET-XT-TR, BET-BK, BETPlus.

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 17 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 înregistrată în data de 11.06.2021, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,68% în indicele BET și 5,17% în indicele BET-NG.

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



Pe plan internațional acțiunile Transelectrica, fac parte din structura indicelui MSCI 100 Frontier Markets care urmărește evoluția celor mai mari și mai lichide o sută de companii din piețele de acțiuni considerate de frontieră sub criteriile companiei americane MSCI.

La data de 30.06.2021 ponderea acțiunilor TEL în structura indicelui MSCI 100 Frontier Markets a fost de 0,04% reprezentată de cele 32.548 de acțiuni.

PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

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 măsuri corespunzătoare în direcția limitării posibilelor consecințe ale acestor riscuri, în conformitate cu prevederile legale.

Printre elementele care pot afecta lichiditatea Companiei se numără:

- fluctuația ratei dobânzii,
- variația cursului valutar,
- prevederile din acordurile de finanțare: în cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari, 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.

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

creanțele comerciale, numerarul și echivalentele de numerar. Pentru piața centralizată pentru alocarea capacităților de interconexiune, riscul a fost tratat prin încheierea Acordurilor privind alocarea capacităților cu operatorii de transport și sistem din țările vecine și se lucrează la interconectarea piețelor cu Ungaria, Cehia, Slovacia și Polonia,

- 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,
- nivelul fiscalității, inclusiv introducerea unor noi taxe și impozite.

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

- riscul deteriorării ratingului de credit ca urmare a înrăutățirii indicatorilor și climatului macro-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. Pe de altă parte, ratingul Companiei este puternic dependent de ratingul suveran al României.
- riscul investițional ca urmare a dificultăților financiare la nivelul filialelor cauzate atât de datoriile istorice, mediul concurențial cât și de managementul propriu acestora;
- impactul Covid 19: în al doilea trimestru al anului 2021, ca urmare a creșterii procentului de persoane vaccinate, țările EU/EEA și UK au înregistrat o reducere a cazurilor de infectare. În acest context, riscul de contagiune a personalului Companiei s-a diminuat, fapt ce s-a tradus prin renunțarea, la activitatea în regim de telemuncă.

Chiar și în contextul relaxării restricțiilor, Compania a luat toate măsurile pentru a limita impactul asupra personalului.

Riscuri strategice:

- realizarea sub nivelele programate cantitative sau calitative a Programului Anual de Investiții
- nerespectarea reglementărilor UE
- neasigurarea securității informațiilor clasificate

- realizarea incompletă a Programului de Mentenanță RET
- afectarea stării de sănătate și securitate a personalului
- dificultăți în recrutarea, pregătirea profesională și motivarea personalului
- depășirea termenelor aferente lucrărilor sau întocmirea lucrărilor de slabă calitate.

Compania nu se limitează la a trata consecințele unor evenimente care s-ar produce, ci adoptă un stil de management reactiv, implementând măsuri 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.

Transelectrica acordă importanța cuvenită analizei mediului de risc și identificării din timp a unor posibile riscuri ce pot apare în viitor și a căror abordare trebuie pregătită din timp.

Pe parcursul primului semestru al anului 2021 Compania nu s-a aflat în imposibilitatea de a-și respecta obligațiile financiare.

Astfel nu există riscuri și incertitudini pentru următoarele luni ale exercițiului financiar 2021, altele decât cele prezentate anterior, care să afecteze lichiditatea Companiei.

Compania nu a fost în niciun moment în situația de a nu-și îndeplini obligațiile financiare, dimpotrivă se bucură de o lichiditate foarte bună.

În primul semestru al anului 2021, în relația cu partenerii bancari nu au fost întâmpinate probleme.

În concluzie, activitatea de trezorerie nu a fost afectată de impactul generat de contextul epidemiologic generat de răspândirea covid-19, de altfel se observă faptul că profitul net obținut a cunoscut o creștere, fiind mai mare decât bugetul aferent semestrului I 2021.

În luna martie anul curent a fost semnat, pe o perioadă de doi ani, contractul de servicii de rating de credit cu agenția internațională Moody's Investors Service.

Compania își păstrează ratingul Ba1 (Corporate Family Rating) cu perspectiva pozitivă, rating acordat de către agenția Moody's Investors Service, fapt care se traduce printr-un profil de risc de afaceri scăzut având în vedere importanța strategică a Companiei, prin îmbunătățirea continuă a cadrului de reglementare, precum și de beneficiul dat de suportul guvernamental în caz de dificultăți financiare.

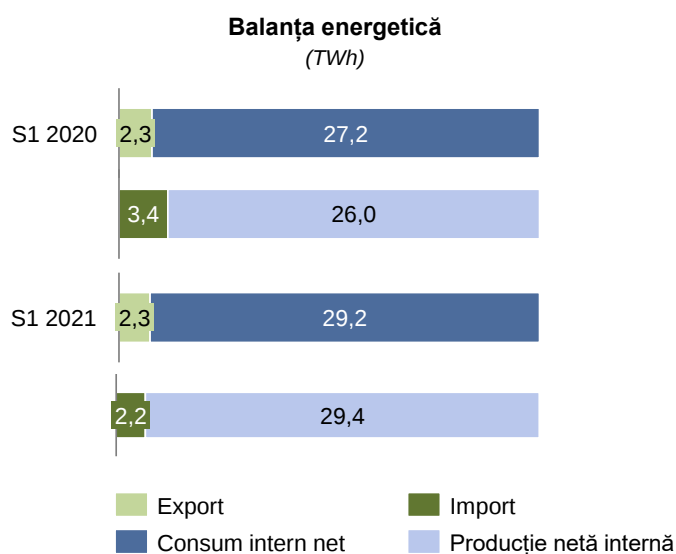


Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – iunie 2021 față de aceeași perioadă a anului precedent, consumul intern net¹ a crescut cu 7,5% iar producția netă de energie cu 12,8%.

Schimbările fizice transfrontaliere de export înregistrează în S1 2021 o creștere cu un procent de 1,5% față de perioada similară din anul 2020, iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat scădere în procent de 36,6%.



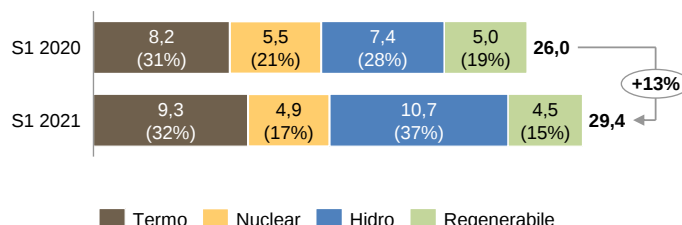
MIXUL DE PRODUCȚIE

În structura mixului de producție, în perioada ianuarie – iunie 2021 comparativ cu perioada similară a anului 2020, s-a înregistrat o scădere a componentei nuclear cu 11,1% și a componentei regenerabile cu 10,2%. Creșteri s-au înregistrat din surse hidro, în procent de 45,2% și din surse Termo în procent de 13,5%.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – iunie 2021 se observă că cea mai mare pondere 36,5% este reprezentată de componenta hidro urmată de componenta termo 31,6%, iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ 15,2% și respectiv 16,6%.

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

Mix producție energie electrică netă (TWh)

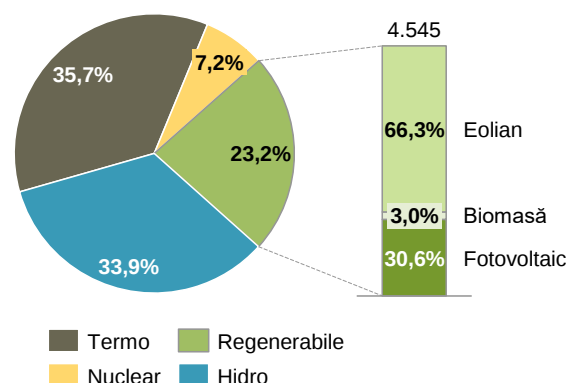


PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

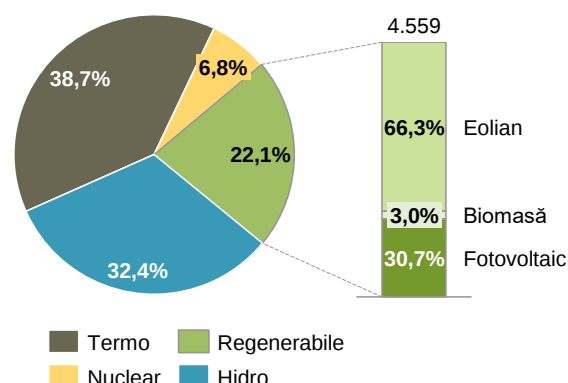
Puterea instalată în centralele pe surse regenerabile a scăzut cu aproximativ 0,3%, de la 4.559 MW instalați la 30 iunie 2020, la 4.545 MW instalați la 30 iunie 2021.

Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie – iunie 2021 versus ianuarie - iunie 2020, este redată în cele ce urmează:

Putere instalată S1 2021 (19.583 MW, valoare brută)



Putere instalată S1 2020 (20.662 MW, valoare brută)



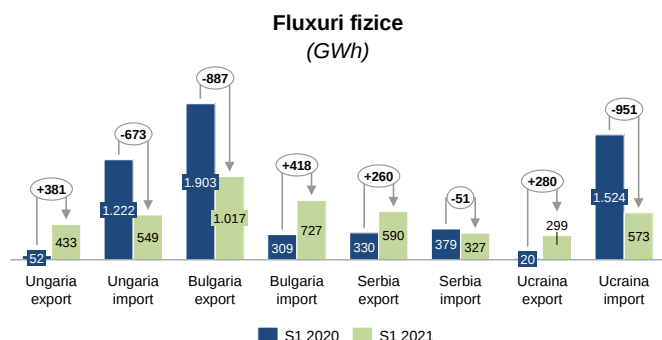
FLUXURI TRANSFRONTALIERE

Distribuția fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune în intervalul ianuarie - iunie 2021 față de ianuarie - iunie 2020 se prezintă astfel:

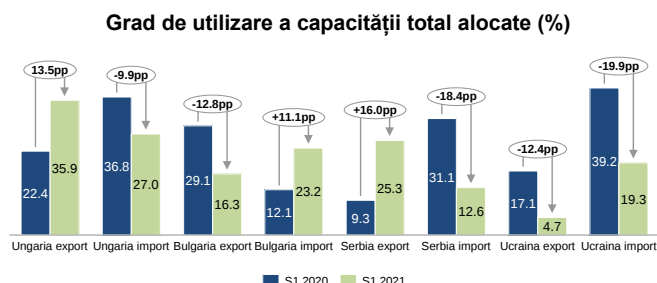
- a scăzut exportul pe granița Bulgaria și a crescut pe granița cu Serbia, Ungaria și Ucraina iar importul a scăzut pe granița situată în zona excedentară în producție de energie electrică, respectiv granița cu Serbia, pe linia de interconexiune situată în zona deficitară în producție de energie electrică, respectiv granița cu Ucraina dar și pe granița cu Ungaria, creștere înregistrând pe granița cu Bulgaria.

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - iunie 2020, fluxurile fizice de export au scăzut cu Bulgaria (- 47% 887 GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (260 GWh) cu Ungaria (381 GWh) dar și cu Ucraina (280 GWh), concomitent cu creșterea fluxurilor fizice de import pe liniile de interconexiune cu Bulgaria (135% 418 GWh) și scădere pe Serbia (14% 51GWh), Ucraina (62% 951 GWh), și Ungaria (55% 673 GWh).

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



În intervalul ianuarie - iunie 2021 gradul de utilizare a capacității total alocate pe liniile de interconexiune pentru export a scăzut față de aceeași perioadă a anului 2020 pe destinația cu Bulgaria și 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.

În primul semestru al anului 2021 consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat creșteri constante, cu un minim de 0,57% și respectiv un maxim de 21,65%

în luna aprilie. Această creștere a consumului a fost influențată pe de o parte de imunizarea populației împotriva Covid-19 și reînceperea treptată a activității industriale dar și de temperaturile înregistrate în primele patru luni ale anului 2021 comparativ cu perioada similară din 2020, vremea fiind semnificativ mai rece.

Astfel, în S1 2021 temperatura medie la nivel de țară a avut valoarea de 7,5°C, comparativ cu 8,4 °C înregistrată în perioada similară a anului anterior.

Față de semestrul I din anul 2020 s-a înregistrat în general o scădere a gradului de utilizare a capacității alocate la import și o creștere a gradului de utilizare a capacității alocate la export, respectiv o scădere de 7% a schimburilor comerciale la import și de 12% a energiei tranzitate, concomitent cu o creștere de 41% a schimburilor comerciale la export, pe fondul hidrolicității ridicate înregistrate în această perioadă la nivel național și în condițiile unui consum de energie electrică la nivel european mai mare comparativ cu perioada similară din anul 2020.

În contextul intrării în vigoare a principiilor generale de alocare a capacității și de gestionare a congestiilor prevăzute la art.16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943, se prevede că operatorii de transport și sistem (OTS) nu limitează volumul capacității de interconectare care urmează să fie pusă la dispoziția participanților la piață pentru a rezolva o congestie internă în interiorul propriei zone de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare.

În baza articolului 14(7) din Regulamentul (UE) 2019/943, Operatorul de Transport și Sistem (OTS) CNTEE Transelectrica SA, raportează congestiile structurale identificate în interiorul zonei de ofertare România și între această zonă de ofertare și zonele de ofertare învecinate, în conformitate cu Regulamentul (UE) 2015/1222 din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (denumit în continuare Regulamentul CACM).

De asemenea, articolul 16(8) prevede că această cerință este considerată respectată dacă este atins un nivel minim pentru capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier. Acest nivel este de 70% din capacitatea de transport (denumit în continuare cerința 70%) respectând limitele de siguranță în funcționare.

Pentru a asigura respectarea prevederilor articolului 16(8) Transelectrica prezintă rezultatele analizei privind congestiile structurale din SEN în conformitate cu articolul 14(7) din Regulamentul (UE) 2019/943.

Acest raport privind congestiile structurale este transmis Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei (denumită în continuare ANRE) pentru aprobare

în conformitate cu articolul 14(7) din Regulamentul (UE) 2019/943.

În urma aprobării raportului de către ANRE ca autoritate competentă, Ministerul Economiei, Antreprenoriatului și Turismului (denumit în continuare MEAT), în conformitate cu procesul prevăzut la articolul 14(7) din Regulamentul (UE) 2019/943 trebuie să decidă modul de rezolvare a congestiilor structurale.

România poate fie să adopte un plan de acțiuni național sau multinațional în conformitate cu articolul 15 din Regulamentul (UE) 2019/943, fie să revizuiască și să modifice configurația zonei de ofertare.

În cazul unui plan de acțiuni, capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier trebuie mărită treptat printr-o traiectorie liniară pentru a asigura până cel târziu la data de 31.12.2025 conformitatea cu nivelul minim al capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier (cerința 70%) prevăzută la articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943.

Prin transmiterea acestui raport către ANRE, Transelectrica identifică congestiile de natură structurală în rețeaua electrică de transport în contextul aplicării capacității minime în conformitate cu articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 și solicită aprobarea pentru transmiterea către MEAT.

Furnizarea raportului aprobat este considerată o condiție prealabilă pentru ca statul român să decidă fie să stabilească un plan de acțiuni conform articolului 15, fie să revizuiască și să modifice zona de ofertare conform articolului 14(8) din Regulamentul (UE) 2019/943.

Prevederile articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 se aplică pentru cele două regiuni de calcul de capacitate din care face parte Transelectrica:

- regiunea Core cu granița RO – HU și
- regiunea SEE cu granița RO – BG.

Congestiile structurale sunt situate în principal în zona de vest și sud-vest a SEN. Acest aspect este cauzat atât de faptul că rețeaua electrică din această zonă este preponderent la tensiunea de 220 kV, cât și de faptul că schimburile transfrontaliere sunt concentrate pe această zonă (neexistând interconexiuni sincrone în zona de nord și est a SEN).

Eliminarea congestiilor structurale și creșterea capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier se poate realiza prin noi investiții în RET.

Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud va conduce la debocarea zonelor 110 kV Arad și Oradea și astfel la eliminarea congestiei structurale cauzate de LEA 110 kV Salonta – Chișinău Criș. De asemenea, va fi eliminată congestia structurală cauzată de AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.

Celelalte congestii structurale vor fi eliminate în urma realizării proiectului de trecere la 400 kV a axului 220 kV Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.

Pentru atingerea cerinței 70% în conformitate de articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 sunt necesare inclusiv proiectele investiționale LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței și trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu, respectiv LEA 400 kV dublu circuit (un circuit echipat) Smârdan – Gutinaș.

Transelectrica SA în calitate de Operator de Transport și Sistem investește în creșterea capacităților de interconectare și pentru ca România să aibă pe unde să importe mai multă energie electrică.

Astfel, începând cu 1 ianuarie 2021 asigură o capacitate transfrontalieră semnificativă cu țările cu care funcționează interconectat – Bulgaria, Ungaria, Serbia și Ucraina – de 2.800 MW la export din România și de 3.000 MW la import în România.

Prin amplul program investițional în care s-a angajat Compania, în următorii cinci ani, această capacitate transfrontalieră se va dubla, ceea ce va permite dezvoltarea piețelor de energie electrică cuplate la nivel european, contribuind astfel la atingerea obiectivelor Uniunii Europene, „Piața internă de energie electrică” și „Energie curată pentru toți europenii”.

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Comparativ cu primul semestru al anului 2020, în primul semestru al anului 2021 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 28%, iar CPT procentual a crescut de la 2,16% la 2,67%.

Factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în intervalul ianuarie – iunie 2021, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.

FACTORI EVOLUȚIE CPT

În luna ianuarie 2021 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna ianuarie 2020 cu 32,4%, ca urmare a repartizării defavorabile a producției și a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, dar și ca urmare a condițiilor meteo defavorabile, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,05% în 2020 la 2,94% în 2021. Energia intrată în contur a scăzut cu 7,4% în ianuarie 2021 (313,6 GWh) față de perioada similară din 2020, ca urmare a scăderii cu cca. 4,7% (155,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 35,2% (284,9 GWh) a celei primite din import, pe fondul creșterii cu cca. 64,4% (126,8 GWh) a energiei primite din RED. Condițiile meteo au fost defavorabile comparativ cu cele din anul

anterior, cantitatea mai mare de precipitații înregistrată determinând creșterea pierderilor prin efect corona.

În luna februarie 2021 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna februarie 2020 cu 44,1%, ca urmare, în special, a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, dar și a repartizării nefavorabile a producției, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 1,97% în 2020 la 2,93% în 2021. Energia intrată în contur a scăzut cu 3,3% (124,5 GWh) în luna februarie 2021 față de perioada similară din 2020, pe fondul reducerii importului cu 43,5% (317,12 GWh) și a energiei primite din RED cu 10,17% (26,64 GWh), în condițiile creșterii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 7,94% (219,2 GWh). Condițiile meteo au fost mai bune decât cele din anul anterior, cantitatea de precipitații mai mică înregistrată contribuind la reducerea pierderilor corona.

În luna martie 2021 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna martie 2020 cu cca. 15,8%, în special ca urmare a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, fapt care a condus la creșterea transportului de energie la distanță de surse, dar și a creșterii energiei transportate, respectiv ca urmare a condițiilor meteo defavorabile care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,38% în 2020 la 2,57% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 7,1% (251,5 GWh) în martie 2021 față de perioada similară din 2020, pe fondul creșterii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 9,31% (258,88 GWh), în condițiile reducerii importului cu 1,4% (6,45 GWh) și a energiei primite din RED cu 0,29% (0,97 GWh). Condițiile meteo au fost dezavantajoase, determinând creșterea pierderilor prin efect corona.

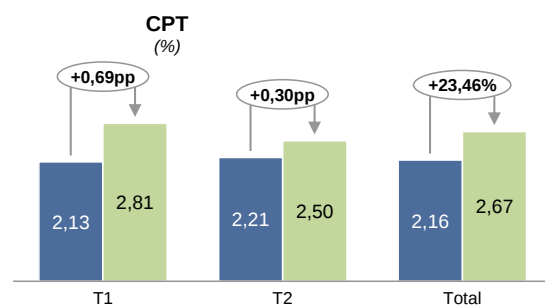
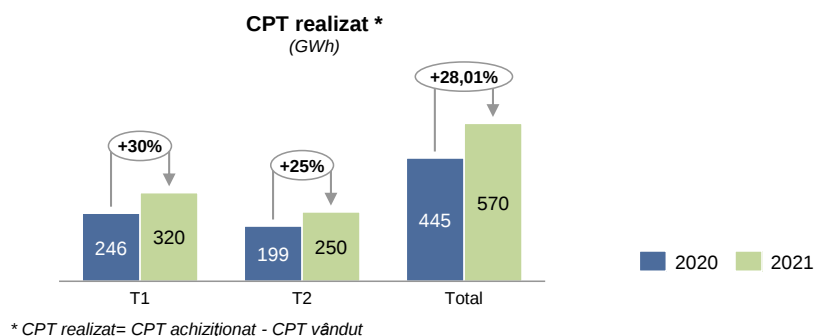
În luna aprilie 2021 CPT-ul a crescut față de luna aprilie 2020 cu 43,9%, ca urmare a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune care a condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, a creșterii energiei transportate, dar și ca urmare a condițiilor meteo defavorabile, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,07% în 2020 la 2,58% în 2021. Energia intrată în

contur a crescut cu 15,2% în aprilie 2021 (441,1 GWh) față de perioada similară din 2020, ca urmare a creșterii cu cca. 18,3% (402,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 26,1 % (68,5 GWh) a celei primite din RED, pe fondul scăderii cu cca. 6,8% (30 GWh) a energiei primite din import. Condițiile meteo au fost defavorabile comparativ cu cele din anul anterior, cantitatea mai mare de precipitații înregistrată determinând creșterea pierderilor prin efect corona.

În luna mai 2021 CPT-ul a crescut față de luna mai 2020 cu 20,3%, ca urmare în special a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, a creșterii energiei transportate, dar și a repartizării nefavorabile a producției, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,21% în 2020 la 2,59% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 2,8% (87,9 GWh) în mai 2021 față de perioada similară din 2020, ca urmare a creșterii cu cca. 11,4% (257,5 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 83,3 % (212,9 GWh) a celei primite din RED, pe fondul scăderii cu cca. 62,5% (382,6 GWh) a energiei primite din import. Condițiile meteo au fost similare cu cele din anul anterior din punct de vedere al cantității de precipitații.

În luna iunie 2021 CPT-ul a crescut față de luna iunie 2020 cu cca. 14,3%, în special ca urmare a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, fapt care a condus la creșterea transportului de energie la distanță de surse, dar și a creșterii energiei transportate, respectiv ca urmare a condițiilor meteo defavorabile în zone cu densitatea mare de linii electrice de transport, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,34% în 2020 la 2,35% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 13,8% (415,1 GWh) în iunie 2021 față de perioada similară din 2020, pe fondul creșterii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 23,5% (517,3 GWh) și a energiei primite din RED cu 39,3% (134,1 GWh), în condițiile reducerii importului cu 51,8 % (236,3 GWh).

Trebuie menționat faptul că valorile aferente lunii iunie 2021 sunt preliminare.



În concluzie, pe ansamblul trimestrului I din anul 2021 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 30,2% comparativ cu perioada similară din anul 2020, ca urmare a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, a repartizării defavorabile a producției în primele două luni și ca urmare a condițiilor meteo defavorabile din lunile ianuarie și martie, care au determinat creșterea pierderilor corona, în condițiile în care energia intrată în conturul RET a scăzut cu cca. 2%. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,13% la 2,81%.

Pe ansamblul trimestrului al II-lea din anul 2021 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 25,3% comparativ cu perioada similară din 2020, ca urmare a creșterii cu 10% a energiei transportate, a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și a condițiilor meteo defavorabile din lunile aprilie și iunie, care au determinat creșterea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,21% la 2,50%.



Investiții

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Creșterea valorii totale a imobilizărilor corporale la data de 30 iunie 2021 față de 31 decembrie 2020 a fost determinată de creșterea valorii imobilizărilor în curs, concomitent cu înregistrarea amortizării imobilizărilor corporale.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în intervalul ianuarie-iunie 2021 este de 62,7 mil lei (52,7 mil lei în aceeași perioadă a anului 2020) în creștere cu 10 mil lei.

În semestrul I 2021, cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, astfel:

- Înlocuire AT 3 - ATUS-SF 400/400/160MVA 400/231/22 kV, din Stația 400/220kV Porțile de Fier – 13,7 mil lei;
- Modernizarea stațiilor 110kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 10,1 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 9,9 mil lei;
- Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 7 mil lei;
- Eliberare amplasament și realizarea condițiilor de coexistență cu instalațiile 400 kV aparținând CNTEE TRANSELECTRICA SA în comunele Letea Veche și Săucești, jud.Bacău (execuție) – 5,7 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Iaz – 3,7 mil lei;
- Mutări și protejări rețele electrice de înaltă tensiune (220 kV – 400 kV) – AUTOSTRADA BRAȘOV-CLUJ-BORȘ SECȚIUNEA 1C – SIGHIȘOARA – Tg. Mureș - SUBSECȚIUNILE 2 ȘI 3 Tg. Mureș-Ungheni-Ogra – 3 mil lei;
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 2,7 mil lei;
- Înlocuire trafo 16MVA în Stația Pitești Sud – 2,4 mil lei;
- Deviere rețele 400 kV pe tronsonul 2, lot 2, situate în jud. Olt pentru execuție drum expres Craiova-Pitești - LEA 400 kV s.c. Slatina-Dragănești Olt – 1,7 mil lei;
- Realizare cale de comunicație între Stația Reșița și sediul CTSI UTT Timișoara – 1,5 mil lei;
- Înlocuire bobină de compensare Stația Arad – 1,4 mil lei;
- Drum acces în Stația Fântânele din DJ 134 – 1,1 mil lei;
- Reabilitare termică clădiri din Stația electrică de transformare Constanța Nord – 0,6 mil lei;

- Sistem Wi-Fi acces rețeaua proprie și internet – 0,4 mil lei;
- Devieri și protejări rețele electrice pe varianta ocolitoare Satu Mare - LEA 220 kV Roșiori – Vetis – 0,3 mil lei;
- Analizoare portabile de calitate a energiei electrice – 0,3 mil lei;
- Montare Protecție Diferențială de Linie în Stația Baia Mare 3 – 0,2 mil lei;
- Montare Protecție Diferențială de Linie în celula LEA 110kV Jibou în Stația 220/110kV Tihău – 0,2 mil lei;
- Aparatură telefonice de birou de tip IP – 195.620;
- Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente Stației 400/220/110/10 kV București Sud - Înlocuire echipament 10 kV - Lot II – 0,2 mil lei;
- Montare și punere în funcțiune Protecție Diferențială de Linie în celula LEA 110kV Zalău în Stația 220/110/20 kV Sălaj – 0,1 mil lei;
- Surse de alimentare electrică continuă de tip UPS - 2 buc., Unități de climatizare 14,5 kW - 2 buc., Unitate de deumidificare aer - 1 buc. – 0,1 mil lei.

ACHIZIȚII DE IMOBILIZĂRI

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în intervalul ianuarie - iunie 2021 sunt în sumă de 213,7 mil lei, în creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2020 când achizițiile au fost în sumă de 111,3 mil lei.

În semestrul I 2021 s-a înregistrat o creștere a valorii imobilizărilor corporale în curs reprezentate în principal de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, astfel:

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 92,2 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești – 21,7 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 – 18,1 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 15,1 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud, Etapa I - Extinderea Stației 400 kV Medgidia Sud – 12,8 mil lei;
- Modernizare Stația 400 (220)/110/20 kV Munteni – 11,2 mil lei;

- Înlocuire AT 3 - ATUS-SF 400/400/160MVA 400/231/22 kV din Stația 400/220kV Porțile de Fier – 11,1 mil lei;
- Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 9,7 mil lei;
- Celule mobile 400 kV pentru conectarea BC în stațiile 400 kV Bradu și Sibiu Sud – 8,7 mil lei;
- Retehnologizare Stație 220/110 kV Craiova Nord – 8,1 mil lei;
- Relocări rețele electrice 400 KV la intersecția cu Autostrada de Centura București: KM 0+00 - KM 100+900, Lotul 2: 69+000 - KM 85 +300, aferent Centura Sud, LEA 400 KV Domnești - București Sud și LEA 400 KV Slatina - București Sud – 7,1 mil lei;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 6,8 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Râureni – 4,4 mil lei;
- Montare 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 – 4 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 3,1 mil lei;
- Echipamente de comunicații SDH inel N-E – 3 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 2,8 mil lei;
- Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat) – 2,6 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 2,5 mil lei;
- Înlocuire trafo 16MVA în Stația Pitești Sud – 2,2 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 2,1 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Vetis - echipament primar – 2 mil lei;
- Deviere rețele 400 kV pe tronsonul 2, lot 2, situate în jud. Olt pentru execuție drum expres Craiova-Pitești. LEA 400 kV s.c. Slatina-Drăgănești Olt – 1,7 mil lei;
- Montare trafo T3 - 250 MVA în Stația 400/110 kV Sibiu Sud – 1,6 mil lei;
- Multifuncționale A3 – 1,5 mil lei;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan – 1,4 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Cernavoda - Etapa I+II. Înlocuirea a 2 bobine de compensare, Racordare linii noi – 1 mil lei.
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 79,7 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești – 62,1 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și a LEA Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 54,9 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălcu 1 și CEE 18 MW Fălcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 44,1 mil lei;
- Modernizarea Stației 400 (220)/110/20 kV Munteni – 21,9 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 21,2 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Râureni – 19,7 mil lei;
- Modernizarea Stației electrice 220/110/20 kV Arefu – 15,5 mil lei;
- Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor la Executiv -14,4 mil lei;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 14,3 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Dumbrava – 14,1 mil lei;
- Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 13,2 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 – 12,7 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 400 kV pentru conectarea BC în stațiile 400 kV Bradu și Sibiu Sud – 11.504.061;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 10,6 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 9,5 mil lei;
- Modernizarea instalațiilor de 110 kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 8,6 mil lei;
- Retehnologizare Stație 220/110 kV Craiova Nord – 8,1 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – 7,4 mil lei;
- Relocări rețele electrice 400 KV la intersecția cu Autostrada de Centură București: KM 0+00 - KM 100+900, Lotul 2 : 69+000 - KM 85 +300, aferent Centura Sud, LEA 400 KV Domnești - București Sud și LEA 400 KV Slatina - București Sud – 7,1 mil lei;

Soldul imobilizărilor corporale și necorporale în curs de execuție la 30 iunie 2021 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 – 204,3 mil lei;

- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 6 mil lei;
 - HVDC Link 400 kV (Cablu submarin Romania - Turcia) – 5,9 mil lei;
 - Modernizarea Stației 220/110/20kV Vetis - echipament primar – 5,6 mil lei;
 - Retehnologizare Stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Statia 400 kV Timișoara – 5,5 mil lei;
 - Modernizarea Stației 220/110/20 kV Vetis - echipament primar – 5,4 mil lei;
 - Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV – 4,8 mil lei;
 - LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României - 4,4 mil lei;
 - LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 4,2 mil lei
 - LEA 400 kV s.c. Oradea Sud - Nadab - Bekescsaba, etapa finala: tronsonul dintre stalpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud – Nadab – 3,8 mil lei;
 - Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 3,3 mil lei;
 - Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidența informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3,2 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 3,1 mil lei;
 - Echipamente de comunicatii SDH inel N-E – 3 mil lei;
 - Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația 400/110 kV Gura Ialomiței – 2,9 mil lei;
 - Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III – 2,8 mil lei;
 - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 2,7 mil lei;
 - Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 2,6 mil lei;
 - Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat) – 2,6 mil lei;
 - Racordarea la RET a CEE Dumești 99 MW și CEE Românești 30 MW, județul Iași, prin realizarea unei celule de linie 110 kV în Stația 220/110 kV FAI – 2,5 mil lei;
 - LEA 400 kV Oradea – Beckescsaba – 1,8 mil lei;
 - Realizare comunicație fibră optică între Stația Pitești Sud și Centru de telecomandă și supraveghere instalații al UTT Pitești (SF) – 1,7 mil lei;
 - Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE Transelectrica Executiv - 1.627.393;
 - LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET – 1,6 mil lei;
 - Multifuncționale A3 – 1,5 mil lei;
 - Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 1,4 mil lei;
 - Stația 400 kV Stalpu – 1,4 mil lei;
 - Sistem integrat de securitate la noua Stație de 400/220/110 kV Banca – 1,1 mil lei;
 - Implementarea unui sistem de Arhivare Electronică și Document Management în cadrul CNTEE Transelectrica SA – 5,5 mil lei;
 - Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor la Executiv – 0,4 mil lei.
- 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 noul contract de închiriere (contract nr. C232/2020 încheiat cu Dagesh Rom SRL), valabil pe o perioadă de 5 ani, cu o valoare de 9.000.000 euro (fără TVA).
- La data de 30 iunie 2021, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 33,8 mil lei.

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în primul semestru al anului 2021 sunt:

- LEA 400 KV D.C. Gutinaș-Smârdan – 247,8 mil lei;
- Retehnologizare Stația Electrică de transformare 400/110 kV Pelicanu – 96,4 mil lei;
- Modernizare stație electrică 220/110/20 kV Arefu – 38,6 mil lei.



Alte aspecte

TARIFE

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

În vederea implementării noului pachet de reglementări europene, în mod special *Directiva (UE) 2019/944* și *Regulamentul (UE) 2019/943*, precum și *Regulamentul (UE) 2017/2195* și *Regulamentul (UE) 2017/1485*, s-a propus în luna iulie 2020 la inițiativa ANRE, armonizarea metodologiilor de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice și a tarifului pentru serviciul de sistem (doar componenta aferentă serviciului funcțional de sistem), respectiv *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 171/2019 și *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2017 (doar componenta aferentă serviciului funcțional de sistem), cu modificările și completările ulterioare, cu prevederile reglementărilor europene antemenționate.

În acest sens, începând cu 01 ianuarie 2021, prin Ordinul ANRE nr.153/2020 *Metodologia de transport* stabilește modalitatea de determinare a veniturilor reglementate și de calcul al tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice, tarife ce conțin și componenta aferentă serviciului funcțional de sistem. Unificarea a fost posibilă datorită faptului că principiile și regulile de stabilire a veniturilor și a tarifelor sunt similare.

Având în vedere cele prezentate mai sus și pentru o mai bună înțelegere a datelor ce vor fi prezentate în continuare, pentru perioada premergătoare datei de 1 ianuarie 2021 s-a calculat pentru activitatea de transport un tarif cumulat ce reprezintă un tarif teoretic virtual calculat prin însumarea tarifelor aferente activităților cu profit permis, respectiv activitatea de transport și activitatea de servicii funcționale de sistem (cele două tarife se aplicau la aceeași cantitate de energie electrică extrasă din rețea).

Index	Tarif	u.m	Tarif aplicat 1 iul – 31 dec 2020	Tarif aplicat 1 ian – 31 dec 2021	Diferența (%)
A	Transportul energiei electrice	lei/MWh	17,97	20,55	-
B	Serviciul funcțional de sistem	lei/MWh	2,49		-
A+B	Cumulat (A+B)	lei/MWh	20,46	20,55	+0,44%

Astfel, factorii care au avut un aport semnificativ la modificarea tarifelor prezentate în tabelul de mai sus cu intrare în vigoare la 01.01.2021, conform Ordinului ANRE nr.214/09.12.2020, sunt detaliați după cum urmează:

- 1) Diferența de liniarizare pentru primul an al perioadei de reglementare IV (2020 -2024) în valoare de - 17.009.824 lei.

Diferența de venituri menționată mai sus s-a determinat ca diferență între venitul cumulat aferent celor două activități reglementate, rezultat ca urmare a reluării procedurii de liniarizare și suma dintre venitul liniarizat stabilit pentru anul 2020 stabilit strict pentru serviciul de transport și venitul reglementat aprobat pentru serviciul funcțional de sistem.

- 2) Corecția de contribuție la bugetul ANRE în valoare de 19.326.090 lei.

În cadrul reliniarizării realizate cu luarea în calcul inclusiv a anului 2020, cheltuielile aferente contribuției către ANRE au fost reduse la o cota de 0.2% din cifra de afaceri față de prima liniarizare când acestea au fost calculate cu o cota de 2% conform prevederilor Ordinului ANRE aflat în vigoare la acea dată.

- 3) Diferența între valorile procentuale aferente inflațiilor pentru anul 2020 și anul 2021 comunicate de către Comisia Națională de Prognoză în cadrul Prognozei de toamnă 2019 vs. Prognoza de toamnă 2020:

CNP - Prognoza de toamnă 2019		CNP - Prognoza de toamnă 2020	
2020	2021	2020	2021
3%	2,8%	2,2%	2,5%

Tariful aferent serviciului de sistem (fost servicii tehnologice de sistem)

În conformitate cu prevederile art. 47 din *Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 45/2017*, cu modificările și completările ulterioare și ca urmare a analizei cheltuielilor și veniturilor aferente serviciului de sistem, transmise de CNTEE Transelectrica SA potrivit prevederilor

Ghidului de monitorizare a activității OTS, și a rezultatelor licitațiilor postate pe website-ul www.transelectrica.ro, ANRE a constatat îndeplinirea condiției de revizuire a tarifului pentru serviciul de sistem aprobat pentru perioada 1 iulie 2020 – 30 iunie 2021. Astfel, potrivit art. 45 din Metodologia mai sus menționată: *"Tariful pentru serviciul de sistem se poate revizui la un interval de cel puțin 3 luni dacă se constată diferențe mai mari de 5% între veniturile și costurile justificate ale OTS aferente serviciului în perioada analizată."*

Index	Tarif	u.m	Tarif aplicat	Tarif aplicat	Diferența (%)
			1 iul 2020 - 28 feb 2021	1 mar – 31 dec 2021	
B	Serviciul de sistem	lei/MWh	11,96	10,82	-9,53%

Având în vedere cele prezentate mai sus, factorii care au avut un aport semnificativ la modificarea tarifelor prezentate în tabelul de mai sus cu intrare în vigoare la 01.03.2021, conform Ordinului ANRE nr.9/24.02.2021, sunt detaliați după cum urmează:

1) Corecția rezultată din însumarea corecțiilor aferente perioadelor 1 iulie 2019 – 30 iunie 2020 și semestrul II 2020, ianuarie-februarie 2021, este în valoare de - 93.041.919 lei. Menționăm că la solicitarea CNTEE Transelectrica SA, corecția a fost eșalonată în 2 tranșe egale, pentru a evita impactul negativ semnificativ pe care l-ar avea aplicarea integrală a acesteia.

Tranșa a doua a corecției va fi inclusă în tariful pentru serviciul de sistem pentru anul 2022. Această corecție a generat scăderea cu -6,7% a tarifului.

2) Creșterea cantității de energie electrică tarifabilă cu 3% față de prognoza utilizată la calculul tarifului precedent, a determinat o scădere cu -2,8% a tarifului aprobat.



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare – rezultate neauditate

[mil RON]	S1 2021	2020	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.685	3.561	124	3%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	34	38	(4)	(11%)
Imobilizări necorporale	6	7	(1)	(10%)
Imobilizări financiare	82	82	0	0%
Total active imobilizate	3.807	3.687	119	3%
Active circulante				
Stocuri	38	38	(1)	(2%)
Creanțe	1.006	847	159	19%
Numerar și echivalente	0	1	(1)	(100%)
Impozit pe profit de recuperat	461	554	(93)	(17%)
Total active circulante	1.505	1.442	64	4%
Total active	5.312	5.129	183	4%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	0	0%
<i>Capital social subscris</i>	733	733	0	0%
Primă de emisiune	50	50	0	0%
Rezerve legale	138	138	0	0%
Rezerve din reevaluare	805	842	(36)	(4%)
Alte rezerve	28	17	10	60%
Rezultat reportat	1.693	1.616	77	5%
Total capitaluri proprii	3.447	3.395	51	2%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	392	352	40	11%
Împrumuturi pe termen lung	91	102	(11)	(11%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen scurt	26	31	(5)	(16%)
Datorii privind impozitele amânate	116	119	(3)	(2%)
Obligații privind beneficiile angajaților	73	73	0	0%
Total datorii pe termen lung	697	676	21	3%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	1.026	888	138	16%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	7		
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	11	17	(6)	(33%)
Împrumuturi pe termen scurt	25	25	0	1%
Provizioane	70	92	(21)	(23%)
Venituri în avans pe termen scurt	26	29	(3)	(10%)
Impozit pe profit de plată	1,9	0,0	1,9	n/a
Total datorii curente	1.168	1.058	111	10%
Total datorii	1.865	1.733	132	8%
Total capitaluri proprii și datorii	5.312	5.129	183	4%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere – rezultate neauditate

[mil RON]									
Indicator	2020	T1 2021	S1 2021	S1 2020	Bugetat S1 2021	Realizat S1 2021 vs S1 2020	Realizat S1 2021 vs S1 2020 (%)	Realizat vs Bugetat S1 2021	Realizat vs Bugetat S1 2021 (%)
0	1	2	3	4	5	6=3-4	7=3/4	8=3-5	9=3/5
Venituri din exploatare									
Venituri din serviciile de transport	1.035	323	612	507	602	105	21%	10	2%
Venituri din serviciile de sistem	795	173	321	392	312	(71)	(18%)	10	3%
Venituri din piața de echilibrare	495	220	469	166	240	303	182%	229	95%
Alte venituri	42	10	19	24	21	(5)	(21%)	(2)	(10%)
Total venituri din exploatare	2.367	726	1.422	1.090	1.175	332	30%	247	21%
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	310	109	202	143	180	59	41%	22	12%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	495	212	456	166	240	290	175%	216	90%
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	566	143	291	298	294	(7)	(2%)	(2)	(1%)
Amortizare	268	64	130	136	135	(6)	(4%)	(5)	(3%)
Cheltuieli cu personalul	273	49	113	108	118	5	4%	(6)	(5%)
Reparații și mentenanță	98	15	37	37	48	0	1%	(11)	(24%)
Materiale și consumabile	8	2	3	3	6	(0)	(7%)	(3)	(51%)
Alte cheltuieli din exploatare	170	37	66	53	87	13	24%	(21)	(25%)
Total cheltuieli din exploatare	2.188	631	1.299	945	1.109	354	37%	190	17%
Profit din exploatare	180	96	123	145	66	(22)	(15%)	57	86%
Venituri financiare	10	2	3	5	4	(1)	(29%)	(0)	(2%)
Cheltuieli financiare	15	3	5	7	7	(2)	(22%)	(1)	(20%)
Rezultat financiar net	(5)	(1)	(2)	(2)	(3)	0	3%	1	41%
Profit înainte de impozitul pe profit	175	94	121	143	63	(22)	(15%)	58	92%
Impozit pe profit	30	12	17	28	9	(11)	(39%)	8	85%
Profitul exercițiului	145	82	104	116	54	(11)	(10%)	50	93%

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie – rezultate neauditate

[Mil RON]	S1 2021	S1 2020	Δ	S1 2021 vs 2020 (%)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare				
Profitul perioadei	104,4	115,5	(11)	(10%)
Ajustări pentru:				
Cheltuiala cu impozitul pe profit	16,9	27,7	(11)	(39%)
Cheltuieli cu amortizarea	130,2	131,9	(2)	(1%)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	1,5	0,7	1	103%
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(1,9)	(1,5)	(0)	(27%)
Chelt/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	(0,3)	0,9	(1)	n/a
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	1,1	0,2	1	n/a
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	0,37	0,0	0	n/a
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	0,3	0,6	(0)	(50%)
Chelt/Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(21,6)	(0,0)	(22)	n/a
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi, cheltuieli și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	2,2	2,2	0	1%
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	233,1	278,2	(45)	(16%)
Modificări în:				
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(96,2)	72,1	(168)	n/a
Clienți – echilibrare	(84,2)	21,5	(106)	n/a
Clienți – cogenerare	21,7	(0,1)	22	n/a
Stocuri	0,7	(4,0)	5	n/a
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	48,5	(49,0)	98	n/a
Datorii – echilibrare	73,1	(19,2)	92	n/a
Datorii – cogenerare	(76,2)	(86,0)	10	11%
Datorii platite Decizie impunere ANAF	(2,1)	0,0	(2)	n/a
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri	(4,4)	0,0	(4)	n/a
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(5,6)	0,7	(6)	n/a
Venituri în avans	47,0	(7,6)	55	n/a
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	155,4	206,5	(51)	(25%)
Dobanzi platite	(2,3)	(4,2)	2	45%
Impozit pe profit platit	(16,4)	(19,4)	3	15%
Numerar net generat din activitatea de exploatare	136,7	182,9	(46)	(25%)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investitii				
Achizitii de imobilizari corporale si necorporale	(213,7)	(111,6)	(102)	(92%)
Titluri de participare deținute la SELENE CC Societe Anonyme	0,0	(0,2)	0	100%
Dobanzi incasate	1,4	3,7	(2)	(61%)
Dividende încasate	0,02	0,0	0	n/a
Alte active financiare	0,0	(7,0)	7	100%
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(212,3)	(115,1)	(97)	(84%)
Fluxuri de trezorerie utilizate in activitatea de finantare				
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(11,8)	(13,2)	1	10%
Utilizare linie de credit cogenerare	0,0	117,4	(117)	(100%)
Rambursare linie de credit cogenerare	0,0	(29,5)	30	100%
Plăți leasing clădire	(5,2)	0,0	(5)	n/a
Dividende plătite	(0,01)	(35,2)	35	100%
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(17,1)	39,5	(57)	n/a
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(92,7)	107,3	(200)	n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	554,0	320,8	233	73%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	461,3	428,1	33	8%

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare

Indicatori	Formula de calcul	S1 2020	2020
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,29	1,36
Indicatorii gradului de îndatorare (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	3,4%	3,7%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	3,3%	3,6%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	75,56	83,51
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,37	0,63

*S-au luat în considerare la calcularea soldului mediu clienții care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților incerti, 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 semestrul I/ 2021 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	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 25/2021	Modernizare stație electrică 220/110/20 kV Arefu	30	38.634	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 45/2021	Retehnologizare stația 220/110 kV Filești	31	37.512	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
3	C 67/2021	Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile Transelectrica	42	10.658	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
4	C 47/2021	Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN	12	8.751	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
5	C 27/2021	Combustibil auto pentru parcul auto, grupurile diesel și alte scule și echipamente aparținând Transelectrica	24	5.347	-	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
6	C 21/2021	Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat)	7	4.671	-	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
7	C 22/2021	Inspecție aeriană multispectrală a liniilor electrice aeriene (LEA) 110-220-400-750 kV	36	2.887	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
8	PT 04/1175/2021	Servicii specializate de pază, intervenție și intervenție în situații deosebite la obiectivele UTT Pitești	9	2.292	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
9	CT 808/2021	Servicii de cosire și îndepărtare a vegetației în stațiile UTT Constanța, lot 1 - Zona CE Constanța, lot 2 - Zona CE Tulcea și lot 3 - Zona CE Galați	24	564	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
10	C 89/2018 AA3	Act adițional nr. 3 la contractul nr. C89/2018 "Servicii de subînchiriere spații birouri de la OPCOM SA"	36	-	111	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură Proprie
11	C 156/2021	LEA 400 KV D.C. Gutinaș-Smârdan	24	247.805	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
12	C 5/2021	Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 KV Pelicanu	35	96.388	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durată	Valoare		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
13	C 113/2021	Mentenanța sistemului de contorizare locală la nivelul stațiilor electrice CNTEE "TRANSELECTRICA" SA	36	4.270	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
14	BC 2/2021	Modernizare în vederea diminuării efectelor galopării pe LEA 400 KV din zona Bărăgan - Fetesti. Diminuarea efectelor galopării pe LEA 400 KV București Sud - Gura Ialomiței și LEA 400 KV Cernavodă - Gura Ialomiței (circuitul 2)	5	3.745	-	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
15	C 86/2021	Linie de credit bancar revolving	12	2.580	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă

