

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Societate administrată în sistem dualist

**Situații Financiare Consolidate
la data și pentru exercițiul financiar încheiat la
31 decembrie 2022**

**Întocmite în conformitate cu
Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016
cu modificările și completările ulterioare
pentru aprobarea Reglementărilor contabile
conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară**

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Active			
Active imobilizate			
Imobilizări corporale	5	4.063.849	3.881.441
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	6	23.689	32.690
Imobilizări necorporale	7	337.941	7.404
Imobilizări financiare	8	40.720	36.340
Total active imobilizate		4.466.199	3.957.875
Active circulante			
Stocuri	9	53.068	48.681
Creanțe comerciale și alte creanțe	10	3.342.852	2.985.893
Impozit pe profit de recuperat		4.128	21.112
Alte active financiare	12	-	-
Numerar și echivalente de numerar	11	333.681	264.656
Total active circulante		3.733.729	3.320.342
Total active		8.199.928	7.278.217
Capitaluri proprii și datorii			
Capitaluri proprii			
Capital social		733.031	733.031
Prima de emisiune		49.843	49.843
Rezerve legale		146.606	137.927
Rezerve din reevaluare		734.233	801.800
Alte rezerve		39.351	31.186
Rezultatul reportat		2.201.628	1.631.074
Total capitaluri proprii atribuibile proprietarilor Grupului	13	3.904.692	3.384.861
Interese minoritare	32	-	-
Total capitaluri proprii		3.904.692	3.384.861
Datorii pe termen lung			
Venituri în avans pe termen lung	14	439.028	443.437
Împrumuturi pe termen lung	15	55.588	79.455
Alte împrumuturi și datorii asimilate- Leasing clădire-termen lung	17	15.949	24.656
Datorii privind impozitele amânate	19	110.070	120.927
Obligații privind beneficiile angajaților	16	86.881	75.272
Total datorii pe termen lung		707.516	743.747

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A POZIȚIEI FINANCIARE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Datorii curente			
Datorii comerciale și alte datorii	17	3.352.175	3.007.137
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire- termen scurt	17	9.141	8.966
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	21	17.377	20.527
Împrumuturi pe termen scurt	15	97.950	27.579
Provizioane	18	71.557	53.662
Venituri în avans pe termen scurt	14	39.520	31.738
Impozit pe profit de plată		-	-
Total datorii curente		3.587.720	3.149.609
Total datorii		4.295.236	3.893.356
Total capitaluri proprii și datorii		8.199.928	7.278.217

Notă: În cursul anului 2022 a fost reclasificată valoarea de 4.255 de la poziția "Creanțe comerciale și alte creanțe" la poziția "Imobilizări financiare".

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 16 martie 2023:

Directorat,

**Gabriel
ANDRONACHE**

Președinte
Directorat

**Ștefăniță
MUNTEANU**

Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Bogdan
TONCESCU**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Unitatea Economică și Financiar
Administrativă

Cristiana Zîrnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A CONTULUI DE PROFIT ȘI PIERDERE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Venituri din exploatare			
Venituri din serviciul de transport		1.884.909	1.252.286
Venituri din servicii de sistem		533.616	623.720
Venituri privind piața de echilibrare		3.478.995	1.822.564
Alte venituri		409.863	85.432
Total venituri din exploatare	22	6.307.383	3.784.002
Cheltuieli din exploatare			
Cheltuieli pentru operarea sistemului	23	(901.663)	(576.409)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	23	(3.479.716)	(1.809.588)
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologice	23	(466.608)	(609.608)
Amortizare	24	(281.217)	(283.791)
Cheltuieli cu personalul	25	(385.954)	(317.510)
Reparații și mentenanță		(51.380)	(60.288)
Cheltuieli cu materiale și consumabile		(40.372)	(31.316)
Alte cheltuieli din exploatare	26	(96.637)	(84.003)
Total cheltuieli din exploatare		(5.703.547)	(3.772.513)
Rezultat din exploatare		603.836	11.489
Venituri financiare		65.058	6.669
Cheltuieli financiare		(73.271)	(15.898)
Rezultat financiar net	27	(8.213)	(9.229)
Rezultat înainte de impozitul pe profit		595.623	2.260
Impozit pe profit		(73.990)	(956)
Rezultatul exercițiului din operațiuni continue		521.633	1.304
REZULTATUL EXERCITIULUI			
Atribuibil:			
Proprietarilor Grupului		521.633	1.304
Intereselor Minoritare		-	-
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	20	7,12	0,02

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A CONTULUI DE PROFIT ȘI PIERDERE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nota	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Rezultatul exercițiului			
Alte elemente ale rezultatului global			
Elemente care nu vor fi reclasificate în contul de profit și pierdere, din care:			
- Efectele impozitării aferente rezervei din reevaluare	5	-	-
- Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	19	-	-
- Pierdere actuarială aferentă planului de beneficii determinate	16	(10.575)	9.382
Alte elemente ale rezultatului global (AERG)		(10.575)	9.382
Rezultatul global total		511.058	10.686

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 16 martie 2023:

Directorat,

**Gabriel
ANDRONACHE**

Președinte
Directorat

**Ștefăniță
MUNTEANU**

Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Bogdan
TONCESCU**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
 Director Unitatea Economică și Financiar
 Administrativă

Cristiana Zîrnovan
 Manager Departament Bugetare și Raportare
 Managerială

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Capital Social	Prima de emisiune	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1 ianuarie 2022	733.031	49.843	137.927	801.800	31.186	1.631.074	3.384.861	-	3.384.861
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	521.633	521.633	-	521.633
Alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	(10.575)	(10.575)	-	(10.575)
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	-	-	(10.575)	(10.575)	-	(10.575)
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	-	-	511.058	511.058	-	511.058
Majorarea rezervei legale	-	-	8.679	-	-	(8.679)	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(67.567)	-	67.567	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	-	1.162	1.162	-	1.162
Total alte elemente	-	-	8.679	(67.567)	-	60.050	1.162	-	1.162
Derecunoașterea imobilizărilor de natura patrimoniului public prin înregistrarea HG nr. 615, 682 și 683 din 2019 prin care s-a modificat inventarul bunurilor din domeniul public	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	8.165	-	8.165	-	8.165
Alte rezerve	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuire dividende	-	-	-	-	-	(554)	(554)	-	(554)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	-	8.165	(554)	7.611	-	7.611
Sold la 31 decembrie 2022	733.031	49.843	146.606	734.233	39.351	2.201.628	3.904.692	-	3.904.692

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 16 martie 2023:

Directorat,

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

Ana-Iuliana DINU Director Unitatea Economică și Financiar Administrativă	Cristiana Zîrnovan Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială
--	--

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A MODIFICĂRILOR CAPITALURILOR PROPRII PENTRU EXERCITIUL FINANCIAR ÎNCHEIAT LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Capital Social	Prima de emisiune	Rezerve Legale	Rezerve din reevaluare	Alte rezerve	Rezultatul reportat	Atribuibil grupului	Interese minoritare	Total
Sold la 1 Ianuarie 2021	733.031	49.843	137.833	872.379	17.482	1.614.444	3.425.012	-	3.425.012
Rezultatul global al perioadei									
Rezultatul exercițiului	-	-	-	-	-	1.304	1.304	-	1.304
Alte elemente ale rezultatului global									
Recunoașterea pierderii/profit actuarial aferent planului de beneficii	-	-	-	-	-	9.382	9.382	-	9.382
Surplus din reevaluarea imobilizărilor corporale	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Datoria privind impozitul amânat aferent rezervei din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total alte elemente ale rezultatului global	-	-	-	-	-	9.382	9.382	-	9.382
Total rezultat global al perioadei	-	-	-	-	-	10.686	10.686	-	10.686
Majorarea rezervei legale	-	-	94	-	-	(94)	-	-	-
Transferul rezervelor din reevaluare în rezultatul reportat	-	-	-	(70.579)	-	70.579	-	-	-
Interese minoritare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alte elemente	-	-	-	-	(599)	(789)	(1.388)	-	(1.388)
Total alte elemente	-	-	94	(70.579)	(599)	69.696	(1.388)	-	(1.388)
Derecunoașterea imobilizărilor de natura patrimoniului public prin înregistrarea HG nr. 615, 682 și 683 din 2019 prin care s-a modificat inventarul bunurilor din domeniul public	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subvenții aferente imobilizărilor de natura patrimoniului public	-	-	-	-	14.303	-	14.303	-	14.303
Alte rezerve	-	-	-	-	-	22	22	-	22
Distribuire dividende	-	-	-	-	-	(63.774)	(63.774)	-	(63.774)
Total tranzacții cu proprietarii	-	-	-	-	14.303	(63.752)	(49.449)	-	(49.449)
Sold la 31 decembrie 2021	733.031	49.843	137.927	801.800	31.186	1.631.074	3.384.861	-	3.384.861

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 16 martie 2023:

Gabriel ANDRONACHE	Ștefăniță MUNTEANU	Directorat, Cătălin-Constantin NADOLU	Bogdan TONCESCU	Florin-Cristian TĂTARU
Președinte Directorat	Membru Directorat	Membru Directorat	Membru Directorat	Membru Directorat
Ana-Iuliana DINU	Cristiana Zîrnovan			
Director Unitatea Economică și Financiar Administrativă	Manager Departament Bugetare și Raportare Managerială			

CNTEE TRANSELECTRICA SA
 SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2022
 (Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profit/Pierdere netă	521.633	1.304
Ajustări pentru:		
Cheltuiala cu impozitul de profit	73.990	956
Cheltuieli cu amortizarea (inclusiv CPT suplimentar)	281.217	283.791
Venituri din producția de imobilizări necorporale CPT suplimentar	(338.527)	-
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	2.744	16.673
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(14.767)	(4.609)
Pierderi din debitori diverși	464	347
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	9.068	10.141
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	806	1.780
Profit/Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net	725	529
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(2.961)	(13.558)
Cheltuieli/Venituri privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net	17.810	(44.942)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din dif de curs valutar	6.102	7.677
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	558.304	260.089
Modificări în:		
Stocuri	(5.211)	186
Clienți și conturi asimilate	(354.120)	(2.176.952)
Datorii comerciale și alte datorii	360.748	2.134.476
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(3.150)	(4.525)
Venituri în avans	1.956	14.904
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	558.527	228.178
Dobânzi plătite	(8.090)	(4.978)
Impozit pe profit plătit	(64.551)	(23.881)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	485.886	199.319
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(465.944)	(495.323)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	9.583	93.151
Dobânzi încasate	3.055	2.684
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	13	-
Dividende încasate/plătite	1.535	23
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(451.758)	(399.465)

CNTEE TRANSELECTRICA SA
SITUAȚIA CONSOLIDATĂ A FLUXURILOR DE TREZORERIE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Fluxuri de trezorerie utilizate in activitatea de finantare		
Rambursări împrumuturi pe termen lung	(23.753)	(23.726)
Utilizare linie de credit capital de lucru – variație netă	67.618	-
Utilizare linie de credit Smart	2.994	(6.157)
Plăți leasing clădire	(11.322)	(11.490)
Dividende plătite	(640)	(63.672)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	34.897	(105.045)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	264.656	569.847
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	69.025	(305.191)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	333.681	264.656

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 16 martie 2023:

Directorat,

**Gabriel
ANDRONACHE**

Președinte
Directorat

**Ștefăniță
MUNTEANU**

Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Bogdan
TONCESCU**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
 Director Unitatea Economică și Financiar
 Administrativă

Cristiana Zîrnovan
 Manager Departament Bugetare și Raportare
 Managerială

1. DESCRIEREA ACTIVITAȚII ȘI INFORMAȚII GENERALE

Principala activitate a CNTEE Transelectrica SA („Compania”) și a filialelor sale (denumite împreună cu Compania, „Grup”) constă în: prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, operator al pieței de echilibrare, administrator al schemei de sprijin de tip bonus, alte activități conexe. Aceste activități se desfășoară în conformitate cu prevederile licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia ANRE nr. 687/04.05.2022, a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare și a certificării finale a Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății („ownership unbundling”) prin Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015.

Adresa sediului social este: Strada Olteni nr. 2 – 4 sector 3, București, România. În prezent, activitatea executivului Companiei se desfășoară în cadrul sediului social din Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Situațiile financiare consolidate la 31 decembrie 2022 ale Grupului întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară cu modificările și completările ulterioare, sunt disponibile la sediul social al Companiei situat în Strada Olteni nr. 2-4 sector 3, București.

Începând cu anul 2006, acțiunile Companiei sunt tranzacționate pe Bursa de Valori București sub simbolul TEL.

În conformitate cu Hotărârea Adunării Generale Extraordinară a Acționarilor din data de 18 iulie 2012, Compania a trecut de la sistemul de administrare unitar la sistemul de administrare dualist pentru a realiza separarea clară a activității de management de activitatea de control. Astfel, Compania este administrată de un Directorat, sub supravegherea unui Consiliu de Supraveghere.

Iniințarea Companiei

În conformitate cu Hotărârea Guvernului („HG”) nr. 627 privind reorganizarea Companiei Naționale de Electricitate - SA („Entitatea predecesoare”), emisă în data de 31 iulie 2000 de către Guvernul României, aceasta a fost divizată în patru entități nou create („Entitățile succesoare”). Acționarul unic al Entităților succesoare a fost Statul Român, prin intermediul Ministerului Economiei („ME”). În urma acestei reorganizări, a fost înființată CNTEE Transelectrica SA, ca societate pe acțiuni și cu principal obiect de activitate transportul, dispecerizarea energiei electrice, organizarea și administrarea pieței de energie electrică.

După cum este prezentat în Nota 13, acționarii CNTEE Transelectrica SA la 31 decembrie 2022 sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), NN Group NV cu un număr de 4.007.688 acțiuni (5,47%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 16.006.932 acțiuni (21,83%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 5.514.646 acțiuni (7,52%).

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

Prezentele Situații Financiare Consolidate întocmite la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2022, cuprind situațiile financiare ale Societății mamă și ale filialelor sale Smart SA și Teletrans SA, denumite împreună „Grupul”.

STRUCTURA GRUPULUI

Filialele Grupului care intră în perimetrul de consolidare precum și procentul acțiunilor deținute de Companie sunt prezentate în continuare:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Entitatea	Țara de origine	31 Decembrie 2022	31 Decembrie 2021
		% din acțiuni	% din acțiuni
SMART SA	România	100	100
TELETRANS SA	România	100	100

SMART SA

Filiala Societatea Comercială pentru Servicii de Mentenanță a Rețelei Electrice de Transport „SMART” SA a fost înființată în anul 2001, prin HG nr.710/19.07.2001 prin reorganizarea unor activități din cadrul Transelectrica.

Adresa sediului social este în B-dul Magheru nr. 33 sector 1 București și sediul central este la punctul de lucru B-dul Gheorghe Șincai nr. 3, Clădirea “Formenerg”, et.1, sector 4 București.

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

Misiunea pentru care SMART SA a fost înființată a fost și rămâne în continuare, cea de a asigura lucrările de mentenanță preventivă, lucrări speciale și mentenanță corectivă a Rețelei Electrice de Transport (RET) plecând de la obiectivul primordial al Transelectrica: acela de a asigura transportul de energie electrică în rețeaua națională de transport în condiții de siguranță și stabilitate.

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

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

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2022 este de 38.529, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei SMART sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile SMART sunt deținute 100% de către Transelectrica.

TELETRANS SA

Filiala TELETRANS SA a fost înființată prin Hotărârea AGA nr. 13/04.12.2002 a Transelectrica, în baza Legii nr. 31/1990 și a Ordinului Ministerului Industriei și Comerțului nr. 3098 și nr. 3101 din data de 23.10.2002 și este furnizorul de servicii specifice de telecomunicații și tehnologia informației pentru conducerea operațională și de gestiune a Transelectrica, având ca principal obiect de activitate asigurarea de servicii specifice de telecomunicații. În aceeași timp, Filiala are posibilitatea de a comercializa servicii de profil pe piața liberalizată de comunicații din România.

Adresa sediului social este în B-dul Hristo-Botev, nr. 16 – 18, sector 3, București și sediul central este la punctul de lucru din strada Str. Stelea Spătarul nr. 12, sector 3, București.

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

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

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

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

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

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

Capitalul social subscris și vărsat la 31.12.2022 este de 6.874, Transelectrica fiind acționarul unic. Rezultatele filialei Teletrans sunt consolidate cu rezultatele financiare ale Companiei. Acțiunile TELETRANS sunt deținute 100% de către Transelectrica.

Misiunea Grupului

Misiunea Grupului este asigurarea siguranței și securității în funcționare a Sistemului Energetic Național (SEN), cu respectarea normelor și performanțelor prevăzute de reglementările tehnice în vigoare și prestarea unui serviciu public pentru toți utilizatorii rețelelor electrice de transport, în condiții de transparență, nediscriminare și echidistantă pentru toți participanții la piață.

Alte informații legate de activitatea Grupului

Participarea Operatorilor de Transport și de Sistem (OTS) din Europa în cadrul ENTSO-E este reglementată prin legislația europeană în vigoare (Regulamentul 943/2019 privind piața internă de energie electrică (reformare a Regulamentului 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică): *„Toți operatorii de transport și de sistem cooperează la nivel comunitar prin intermediul ENTSO-E de energie electrică, în scopul promovării finalizării și funcționării pieței interne a energiei electrice și a comerțului interzonal, precum și în scopul asigurării unei gestionări optime, a unei exploatari coordonate și a unei evoluții tehnice sănătoase a rețelei europene de transport de energie electrică.”*

Calitatea de membru în ENTSO-E a Companiei reprezintă o condiție esențială pentru accesul la procesul decizional privind strategia și legislația europeană în domeniu și pentru apărarea și susținerea intereselor Companiei în cadrul activităților/proiectelor derulate la nivelul asociației și a Comisiei Europene.

ENTSO-E a fost creat în anul 2009, ca o asociație non-profit cu sediul la Bruxelles, prin unificarea asociațiilor OTS-urilor europene organizate conform regiunilor interconectate sincron (UCTE, ETSO, BALTSO, NORDEL, UKTSOA, ATSOI). Din octombrie 2004, Transelectrica a devenit partener al companiilor de transport al energiei electrice din întreaga Europă, ca membru al asociațiilor UCTE, ETSO și din 2009 este membru ENTSO-E, sistemul electroenergetic românesc făcând parte din Grupul Regional Europa Continentală.

Transelectrica SA este membră afiliată la următoarele organisme internaționale:

- ENTSO – E - Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energia Electrică;
- CIGRE - Consiliul Internațional al marilor rețele electrice de înaltă tensiune;
- LWA - Asociația Internațională a Lucrului sub Tensiune;
- ISSA - Asociația internațională pentru securitate socială/ocupațională.

CNTEE Transelectrica SA răspunde de funcționarea sigură, fiabilă și eficientă a SEN, îndeplinind prevederile Directivei UE 54/2003, art. 9.

În data de 08 decembrie 2022, agenția de rating de credit Moody's Investors Service a publicat opinia de credit actualizată, prin care evaluează capacitatea prezentă și viitoare a Companiei de a-și îndeplini obligațiile de plată față de creditorii, reconfirmând calificativul Baa3 stabil (acordat în data de 27 octombrie 2021), recunoscându-se performanța financiară îmbunătățită și rezultatele operaționale solide ale Companiei, asigurându-se astfel premisele finanțării viitoare în condiții optime de cost pentru realizarea în bune condiții a investițiilor asumate pentru perioada a patra de reglementare.

Totodată, acest rating confirmă că Transelectrica își desfășoară activitatea într-un cadru de reglementare îmbunătățit, având un profil financiar solid, cu un nivel redus de îndatorare și valori financiare puternice, stabile și predictibile.

Mediul legislativ

Activitatea în sectorul energetic este reglementată de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei ("ANRE"), instituție publică autonomă, care are ca obiect de activitate: elaborarea, aprobarea și monitorizarea aplicării ansamblului de reglementări obligatorii la nivel național necesar funcționării sectorului și pieței energiei electrice, termice și gazelor naturale în condiții de eficiență, concurență, transparență și protecție a consumatorilor.

ANRE are ca principale atribuții și competențe în sectorul energiei electrice și energiei termice produse în cogenerare, următoarele: acordă, suspendă sau retrage autorizațiile și licențele, elaborează și aprobă metodologiile de calcul al tarifelor și prețurilor reglementate, aprobă tarife și prețuri reglementate, stabilește contractele-cadru, aprobă reglementări tehnice și comerciale etc.

ANRE stabilește tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciile de sistem. Prin urmare, deciziile luate de către ANRE pot avea efecte semnificative asupra activității Companiei.

Activitatea operațională a Companiei se desfășoară în baza licenței nr. 161/2000 pentru transportul energiei electrice și furnizarea serviciului de sistem emisă de ANRE, valabilă până în 2025, actualizată prin Decizia ANRE nr. 687/04.05.2022 și a Condițiilor generale asociate licenței aprobate prin Ordinul ANRE nr. 104/2014, cu modificările și completările ulterioare.

Având în vedere faptul că activitatea și veniturile Companiei sunt reglementate de ANRE, cele mai importante riscuri legate de acest aspect sunt următoarele:

- cadrul de reglementare este relativ recent și este supus permanent schimbărilor, ceea ce poate afecta performanțele Companiei;
- deciziile ANRE cu privire la adoptarea tarifelor viitoare pot afecta activitățile Companiei;

Certificarea finală a Transelectrica în calitate de OTS al SEN, conform modelului de separare a proprietății

În conformitate cu prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (ANRE) a aprobat prin Ordinul nr. 164/07.12.2015 certificarea Companiei ca operator de transport și sistem al Sistemului Electroenergetic Național conform modelului de separare a proprietății ("ownership unbundling").

Modelul de separare a dreptului de proprietate a devenit disponibil pentru Companie în temeiul Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale care transpune Directiva 2009/72/CE.

Ordinul ANRE nr. 164/07.12.2015 însoțit de Avizul Comisiei Europene cu numărul C (2015) 7053 final/12.10.2015, ca parte integrantă a Ordinului, a fost publicat în Monitorul Oficial nr. 908/08.12.2015 și împreună cu Referatul de aprobare al acestuia se comunică de către ANRE Comisiei Europene.

Prin acest ordin se pun în aplicare prevederile legislației Uniunii Europene și a celei naționale cu privire la certificarea operatorului de transport și de sistem.

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

Tarifal pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

Activitatea de transport al energiei electrice este o activitate de interes general în domeniul energiei electrice, autorizată și monitorizată de o autoritate publică (serviciu public), cu caracter de monopol natural. Tarifele practice de Companie pentru serviciile de transport și de sistem sunt stabilite și aprobate de ANRE (a se vedea Nota 22).

Anul 2022 este al treilea din seria de cinci ani consecutivi care formează perioada a patra de reglementare tarifară multianuală pentru activitatea de transport al energiei electrice (1 ianuarie 2020 – 31 decembrie 2024). Coordonatele principale ale acestei perioade de reglementare au fost stabilite de către ANRE în baza cadrului de reglementare specific, respectiv metodologia de stabilire a tarifului pentru activitatea de transport al energiei electrice. Față de formele anterioare ale metodologiei în baza cărora au fost stabilite tarifele în perioada de reglementare precedentă (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019) și în perioada de tranziție de la perioada de reglementare precedentă la perioada de reglementare actuală, metodologia aplicabilă la stabilirea tarifelor în cadrul perioadei a patra de reglementare nu a suferit modificări substanțiale.

În ce privește aspectele fundamentale ale metodologiei (elementele principale din care este alcătuit venitul reglementat și modul de formare a acestuia, recuperarea costurilor de operare, recuperarea și

remunerarea capitalului investit în active reglementate, natura elementelor stimulative, modul de colectare a venitului reglementat), acestea au rămas neschimbate asigurând continuitatea și predictibilitatea cadrului de reglementare. Setările tarifare detaliate pentru întreaga perioadă de reglementare multianuală actuală au fost stabilite inițial în cursul anului 2019.

În cursul anului 2020, în conformitate cu metodologia aplicabilă, a avut loc o revizuire a coordonatelor de perioadă aprobate anterior. Această revizuire a fost necesară și prin prisma modificării configurației tarifare în sensul comasării tarifului pentru activitatea de transport cu tariful aferent componentei de servicii funcționale din cadrul activității de servicii de sistem. Comasarea celor două tarife menționate a avut loc prin absorbția în tariful de transport a tarifului aferent componentei de servicii funcționale din cadrul activității de servicii de sistem. Astfel, a fost necesară revizuirea setărilor inițiale de start (Baza Activelor Reglementate) și de programare a costurilor aprobate pentru orizontul perioadei de reglementare, pentru a include activele și costurile aferente activității de servicii funcționale de sistem în setările de start și în programarea multianuală a perioadei a patra de reglementare. Anterior, programarea costurilor aferente activității de servicii funcționale de sistem era revizuită și stabilită anual la aprobarea tarifului pentru servicii funcționale de sistem, metodologia anterioară neprevăzând stabilirea și aprobarea unei programări multianuale pentru aceste costuri.

Pe lângă comasarea celor două tarife menționate, prezentată mai sus, în procesul de revizuire a coordonatelor perioadei de reglementare au intrat și anumite elemente aprobate inițial pentru activitatea de transport, cum ar fi planul de investiții (revizuit ușor în scădere pentru îndreptarea unei erori tehnice produse la stabilirea inițială a programării – valorile de program au fost raportate inițial în termeni nominali, pentru scopul programării fiind necesară ajustarea valorilor raportate inițial prin extragerea inflației estimate pentru perioada de reglementare), valoarea Bazei Activelor Reglementate la 1 ianuarie 2020 (revizuită pe baza investițiilor efectiv realizate în semestrul al doilea al anului 2019), punctul de start și panta de eficiență impusă pentru costurile de operare și mentenanță controlabile supuse eficienței (punctul de start a fost revizuit prin includerea în media istorică multianuală a costurilor realizate în semestrul al doilea al anului 2019 și prin eliminarea din media istorică multianuală a anumitor costuri care au fost reîncadrate în categoria costurilor necontrolabile în a patra perioadă de reglementare, panta de eficiență a fost redusă de la 1,5% la 1,0%), prețul de prognoză pentru achiziția energiei electrice pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețeaua de transport (revizuit prin indexarea cu inflația realizată în semestrul al doilea al anului 2019).

În contextul creșterii semnificative a prețurilor energiei electrice pe piețele angro începând cu vara anului 2021, la nivelul cadrului legislativ și de reglementare au fost implementate o serie de măsuri având ca scop atenuarea impactului semnificativ al acestei evoluții asupra costurilor suportate de operatorii rețelelor publice de transport și distribuție a energiei electrice cu achiziția din piața angro a energiei necesare pentru acoperirea consumurilor proprii tehnologice în rețele:

- în conformitate cu cadrul de reglementare emis de ANRE, la stabilirea tarifului de transport intrat în vigoare la data de 1 ianuarie 2022, a fost majorată componenta de venit inclusă în tarif destinată acoperirii costurilor cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport, față de valoarea stabilită inițial pentru anul 2022 în cadrul programării multianuale a costurilor pentru perioada de reglementare 2020-2024;
- în conformitate cu cadrul legislativ (OUG nr. 27/2022), la 1 aprilie 2022 a fost aplicată o creștere suplimentară a tarifului de transport. Această creștere a tarifului a avut rolul de a asigura recuperarea de către Companie a deficitului înregistrat în anul 2021 între venitul inclus în tarif și costul real al energiei electrice achiziționate din piața angro pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport. Această măsură a devansat procesul de recuperare a deficitului din anul 2021, care în conformitate cu reglementările ANRE s-ar fi realizat un an mai târziu și anume în anul 2023;
- în conformitate cu cadrul legislativ (OUG nr. 119/2022), a fost introdusă măsura capitalizării costurilor suplimentare cu consumul propriu tehnologic, respectiv a diferenței între costul realizat și costul inclus în tariful de transport. Recuperarea prin tariful de transport a acestei diferențe urmează a fi realizată în mod eșalonat pe o perioadă de cinci ani. Măsura capitalizării a fost stabilită pentru perioada 1 ianuarie 2022 – 30 august 2023. Pentru diferența capitalizată în anul 2022, recuperarea prin tariful de transport va fi realizată în perioada 2023-2027.

Efectul cumulat al măsurilor menționate mai sus a fost de echilibrare a veniturilor și a costurilor Companiei, în condițiile creșterii semnificative a costurilor cu consumul propriu tehnologic pe fondul creșterii ample a prețurilor energiei electrice pe piețele angro. Totodată, cele două majorări ale tarifului de transport, aplicate la 1 ianuarie și la 1 aprilie 2022, au contribuit și la reducerea presiunii pe care costurile crescute au exercitat-o asupra fluxurilor de numerar.

Baza activelor reglementate (“BAR”)

Determinarea tarifului de transport are la bază, printre altele, baza activelor reglementate. Baza activelor reglementate include valoarea netă a activelor corporale și necorporale corespunzătoare patrimoniului privat al Companiei și valoarea netă a activelor aparținând domeniului public al statului finanțate integral din surse proprii, recunoscute de ANRE și utilizate în prestarea serviciului de transport al energiei electrice.

În anul 2022, rata reglementată a rentabilității activelor pentru activitatea de transport al energiei electrice, exprimată în termeni reali înainte de impozitare, a avut următoarele valori:

- 6,39% valoare stabilită în reglementările ANRE și aplicată în intervalul 01 ianuarie 2022- 31 decembrie 2022.

Față de valoarea de 6,39%, precizăm că reglementările ANRE au stabilit și un stimulent pentru investițiile noi realizate în rețeaua electrică de transport sub forma acordării unui supliment la valoarea ratei reglementate a rentabilității, în cuantum de un punct procentual și a unui stimulent în valoare de două puncte procentuale peste rata reglementată a rentabilității aprobată pentru mijloacele fixe aferente investițiilor în rețea puse în funcțiune începând cu data de 1 februarie 2021 și relizate din fonduri proprii în cadrul unor proiecte cofinanțate din fonduri europene nerambursabile. Astfel, investițiile noi realizate în rețeaua electrică de transport începând cu anul 2021 sunt remunerate cu o rată de rentabilitate reglementată în cuantum total de 7,39%.

La începutul anului 2022, valoarea BAR aferentă activității de transport al energiei electrice, stabilită de ANRE în baza investițiilor realizate de CNTEE Transelectrica SA în a treia perioadă de reglementare, în baza investițiilor realizate în perioada tarifară tranzitorie - semestrul al doilea al anului 2019 și în baza investițiilor realizate în primii doi ani (2020 și 2021) din perioada a patra de reglementare - este de cca. 2.520 milioane lei. Prin investiții realizate se înțelege investiții finalizate, respectiv obiective puse în funcțiune și înregistrate ca active imobilizate în evidențele contabile ale Companiei.

Volumul total de investiții aprobat pentru perioada a patra de reglementare este de cca. 1.587 milioane lei. Din acest volum total, s-a prognozat că o parte în cuantum de cca. 644 milioane lei reprezentând cca. 40% din volumul investițional total aprobat va fi finanțată din fonduri europene nerambursabile și din veniturile obținute de Transelectrica din alocarea capacității de interconexiune transfrontalieră. Astfel, în programarea Bazei Activelor Reglementate pentru perioada a patra de reglementare a fost inclus un volum de 943 milioane lei reprezentând cca. 60% din volumul investițional total aprobat, respectiv partea din volumul investițional total aprobat care se estimează că nu va fi finanțată din sursele nerambursabile menționate mai sus.

Includerea Transelectrica în indicii bursieri locali și internaționali

Începând cu data de 29.08.2006, acțiunile emise de Transelectrica sunt tranzacționate pe piața reglementată, administrată de BVB, la categoria I, sub simbolul TEL. Acțiunile Transelectrica fac parte din indicii BET, indice care reflectă evoluția celor mai tranzacționate 20 companii de pe Piața Reglementată a BVB, exclusiv societățile de investiții financiare (SIF-uri).

Transelectrica este inclusă, de asemenea, în indicii bursieri locali BET-TR, BET-XT-TR, BET-TRN, BET-XT-TRN, BET-XT, BET-BK, BET BETPlus, BET-NG.

Începând cu data de 5 ianuarie 2015, Compania este încadrată în categoria Premium a pieței reglementate administrate de BVB.

Veniturile Grupului

Principalele activități generatoare de venituri pentru Grup sunt reprezentate de prestarea următoarelor servicii:

- Serviciul de transport al energiei electrice;
- Servicii de sistem (serviciul de conducere tehnică operațională a SEN);
- Operator al pieței de echilibrare.

Serviciul de transport al energiei electrice

Serviciul de transport constă în asigurarea transmiterii, în condiții de eficiență și siguranță, a energiei electrice între două sau mai multe puncte ale rețelei electrice de transport („RET”), cu respectarea standardelor de performanță în vigoare.

Compania asigură accesul nediscriminatoriu și reglementat tuturor participanților la piața de energie

electrică. Activitatea de transport se derulează prin intermediul a opt unități teritoriale de transport cu sediul în: București, Bacău, Cluj, Craiova, Constanța, Pitești, Sibiu și Timișoara.

Activitatea de transport al energiei electrice desfășurată de Companie constă în asigurarea condițiilor tehnice și în menținerea parametrilor RET în momentul introducerii/preluării energiei în/din RET.

Servicii de sistem

Compania are sarcina de a menține în permanență funcționarea sistemului energetic național în condiții de siguranță și cu respectarea standardelor de calitate prevăzute în codul tehnic al rețelei electrice de transport. În acest scop, Grupul utilizează resurse proprii denumite servicii de sistem funcționale și achiziționează de la producătorii de electricitate servicii de sistem tehnologice.

Compania prestează acest serviciu prin utilizarea sistemelor de conducere prin dispecer, în baza unui tarif reglementat și aprobat de ANRE, care se aplică aceleași baze - energia electrică livrată consumatorilor - și cuprinde tariful pentru servicii de sistem.

Serviciile de sistem tehnologice sunt achiziționate în baza unei proceduri concurențiale reglementate de ANRE, de la producători, la cererea Companiei, pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare al SEN precum și a calității energiei transportate la parametri ceruți de legislația în vigoare. Compania refacturează întreaga valoare a serviciilor de sistem achiziționate de la producători (cu excepția componentei de energie activă pentru acoperirea pierderilor în RET) către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE care beneficiază în final de aceste servicii.

Serviciile de sistem funcționale se referă la serviciile de dispecerizare furnizate de Companie și constau în planificarea și conducerea operațională a SEN, precum și la celelalte activități prestate de Companie în scopul echilibrării în timp real a producției cu consumul, în scopul satisfacerii consumului de energie electrică în mod sigur cu costuri minime și cu menținerea nivelului de siguranță în funcționare al SEN.

Operator al pieței de echilibrare

Modul de funcționare a pieței de echilibrare este stipulat în:

- Regulamentul (UE) 2195/2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică, numit în continuare "Regulamentul (UE) 2195/2017".
- Regulamentul (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 61/31.03.2020 pentru aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea - preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energie aprobat prin Ordinul Președintelui ANRE nr. 213 din 25 noiembrie 2020, publicat în Monitorul Oficial nr. 1201 din 9 decembrie 2020, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Piața de Echilibrare permite echilibrarea balanței producție-consum în timp real, utilizând resurse oferite într-un sistem concurențial. De asemenea, piața de echilibrare garantează realizarea integrală a obligațiilor contractuale asumate de participanții la piața de energie.

Scopul pieței de echilibrare este de a echilibra producția și consumul de energie electrică și de a îmbunătăți precizia previziunilor făcute în acest scop de toți participanții la piață. Aceasta se asigură prin tranzacționarea energiei contractate în plus sau necontractată, dar consumată de către participanții la piață. Transelectrica, pe baza procedurilor și reglementărilor aprobate de ANRE, trebuie să aprobe toți participanții la piața de echilibrare, să colecteze, să verifice, să proceseze toate ofertele și să efectueze procedurile de decontare.

Cea mai importantă contribuție la funcționarea pieței de echilibrare o are Dispecerul Energetic Național. Dispecerul Energetic Național este responsabil de supravegherea funcționării adecvate și sigure a SEN, asigurând în orice moment, echilibrarea balanței producție – consum.

Piața de echilibrare este folosită de Transelectrica pentru asigurarea echilibrării în timp real a consumului cu producția, pentru garantarea funcționării sigure și stabile a SEN și pentru administrarea oricărei restricții din cadrul SEN.

Contractele încheiate de Transelectrica cu toți participanții la piața de echilibrare au la bază două convenții: convenția cadru pentru asumarea responsabilității de echilibrare (încheiată cu producători și furnizori de energie electrică ca părți responsabile cu echilibrarea) și convenția cadru pentru participarea la piața de echilibrare (încheiată, de regulă, cu producătorii de energie electrică deținători de UD/CD).

Ținând cont de actuala organizare a pieței de echilibrare, OPCOM este responsabil pentru stabilirea cantităților și prețurilor de închidere pe piața de echilibrare, Transelectrica fiind implicată în activitatea de echilibrare, astfel:

- Dispecerul Energetic Național contractează necesarul de energie electrică pentru echilibrarea balanței producție - consum de pe piața de echilibrare;
- Direcția de măsurare OMEPA, este responsabilă pentru măsurarea cantităților efectiv.

Conform prevederilor Ordinului Președintelui ANRE nr. 61/31.03.2020 și nr. 213/25.11.2020, pentru asigurarea funcționării Pieței de Energie Electrică, OTS – respectiv Transelectrica

colectează:

✓ sumele datorate de PRE (Părțile Responsabile cu Echilibrarea) pentru:

- valoarea obligațiilor de plată ale PRE pentru dezechilibrele negative produse în luna de contract, determinate pentru luna respectivă conform Notei de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau Notei lunare de regularizare, emise de ODPE;
- valoarea obligațiilor de plată ale PRE pentru prestarea de servicii corespunzătoare valorii în modul pentru dezechilibrele pozitive produse în luna de contract prezentate cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau în Nota lunară de regularizare, emise de ODPE;
- costurile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului.

✓ sumele datorate de PPE (Participanți pe Piața de Echilibrare) pentru:

- obligațiile de plată a PPE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare efectiv livrate la reducere de putere, în cadrul tranzacțiilor definitive pentru livrarea energiei de echilibrare, stabilite conform Notei de informare pentru decontarea lunară pe PE sau a Notei lunare de regularizare, emise de ODPE;
- obligațiile de plată a PPE pentru prestarea de servicii, corespunzătoare valorii în modul pentru cantitatea de energie de echilibrare efectiv livrată la creștere de putere prezentată cu semn negativ în Nota de informare pentru decontarea lunară pe PE sau în Nota lunară de regularizare, emise de ODPE;
- penalitățile pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare.

și plătește

✓ PRE pentru:

- valoarea drepturilor de încasare pentru dezechilibrele pozitive produse în luna de contract, determinate pentru luna respectivă conform Notei de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau Notei lunare de regularizare, emise de ODPE;
- valoarea drepturilor de încasare pentru prestarea de servicii corespunzătoare valorii în modul pentru dezechilibrele negative produse în luna de contract, prezentate cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor PRE sau în Nota lunară de regularizare, emise de ODPE.
- veniturile suplimentare provenite din echilibrarea sistemului.

✓ PPE (producătorii care echilibrează sistemul la ordin de dispecer) pentru:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- drepturile de încasare ale PPE pentru valorile cantităților de energie de echilibrare efectiv livrate la creșterea de putere, în cadrul tranzacțiilor definitive pentru livrarea energiei de echilibrare, stabilite conform Notei de informare pentru decontarea lunară pe PE sau a Notei lunare de regularizare, emise de ODPE;
- drepturile de încasare ale PPE pentru valorile prestației de servicii, corespunzătoare valorii în modul pentru cantitatea de energie de echilibrare efectiv livrată la reducerea de putere, prezentată cu semnul negativ, în Nota de informare pentru decontarea lunară pe PE sau în Nota lunară de regularizare, emise de ODPE.

Schimburi intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie (Metodologia de calcul FSKAR)

Ca urmare a aplicării Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică, la nivelul ENTSO – E au fost elaborate și aprobate de către Operatorii de Transport și Sistem reguli comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și reguli comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie. Precizăm faptul că noul set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, 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 CNTEE Transelectrica SA le tranzacționează pe Piața pentru Ziua Următoare și le înregistrează distinct în Bugetul de Venituri și Cheltuieli cu Partea Responsabilă cu Echilibrarea Schimburi Neplanificate ca urmare a tranzacționării energiei la Piața pentru Ziua Următoare.

Metodologia de calcul FSKAR, denumită *Accounting and Financial Settlement of kΔf, ACE and Ramping period*, a intrat în vigoare la data de 1 iunie 2021. Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția) transmit rezultatele către fiecare Operator de Transport și Sistem sub forma unor fișiere zilnice conținând schimburile intenționate și schimburile neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare. Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO – E, prețurile fiind exprimate în Euro/MWh.

Costurile și veniturile evidențiate în factura primită de la JAO privind decontarea energiei aferente schimburilor neintenționate va fi inclusă în calculul de decontare din Piața de Echilibrare, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 33/2021, privind modificarea și completarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei nr. 213/2020.

Procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți Operatorii de transport și sistem - Platforma IN (Imbalance Netting)

Începând cu data de 01.01.2021, a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC) sau Platforma IN (Imbalance Netting) pentru procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții a IV-a din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare.

Precizăm faptul că, International Grid Control Cooperation (IGCC) reprezintă proiectul care a fost ales în anul 2016 de către ENTSO-E, pentru a deveni viitoarea platformă europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, așa cum este definit în Regulamentul (UE) nr. 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22). Inițiativa IGCC a fost demarată în anul 2010 de către operatorii din Germania și s-a extins ulterior la nivelul sistemelor central europene, reprezentând o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb, prin reducerea acțiunilor de sens contrar ale reglatoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată” a RRF, la nivel de ansamblu.

Cogenerare de înaltă eficiență

Începând cu 1 Aprilie 2011, Compania este administratorul schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Obiectivul acestei scheme de sprijin este promovarea sistemelor de producere a energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență, având avantajul producerii de energie cu emisii poluante reduse. Scopul este de a facilita accesul pe piață a sistemelor de producere în

cogenerare de înaltă eficiență prin acordarea unui bonus de cogenerare, în condițiile în care costurile de producție a energiei electrice și a energiei termice în centralele de cogenerare sunt superioare prețurilor de piață ale celor două forme de energie. Schema este destinată producătorilor de energie electrică și termică ce dețin sau exploatează comercial centrale de cogenerare de înaltă eficiență, în scopul stimulării efectuării de investiții noi în sisteme de cogenerare, precum și rețehnologizării centralelor existente. Intrarea în aplicare efectivă a schemei de sprijin în România a avut loc la 1 aprilie 2011, după adoptarea de către Autoritatea Națională în domeniul Energiei (ANRE) a cadrului de reglementare necesar implementării acestei scheme.

Schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență reprezintă unul dintre mecanismele dezvoltate la nivelul Uniunii Europene (UE) pentru atingerea de către fiecare stat membru a țintelor de reducere a emisiilor de gaze cu efect de sera -GES- (prin reducerea cantității de energie primară necesară generării aceluiași cantități de energie prelucrată –electrică și termică – față de producerea separată).

Schema de sprijin de tip bonus a fost instituită în România prin HG nr. 219/2007 privind promovarea cogenerării bazate pe energia termică utilă (transpunerea Directivei CE nr. 8/2004) și implementată prin HG nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, pentru producătorii cu capacitate electrică instalată mai mare de 1 MW.

Mecanismul de sprijin a fost autorizat de Comisia Europeană Decizia C(2009)7085, modificată prin Decizia C(2016)7522 final. Conform acestor decizii, ajutorul de stat este de tip operare, pentru acoperirea diferenței dintre costurile și veniturile producției de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, asigurându-se o rentabilitate de maximum 9%.

Schema de sprijin de tip bonus este destinată în acest fel susținerii și promovării sistemelor de producere de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență, astfel încurajându-se noi investiții în tehnologia de cogenerare, precum și realizarea de lucrări de înlocuire/reabilitare a instalațiilor existente.

Schema se aplică producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care au solicitat ANRE acordarea bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, livrată în SEN, pentru capacitățile de cogenerare înscrise în lista producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență până la 31 decembrie 2016. Producătorii beneficiază de schema de sprijin pe o perioadă de maximum 11 ani consecutivi, fără a depăși anul 2023, an la finalul căruia se încheie schema. Bonusul, acordat la cerere, reprezintă cuantumul (în lei) primit de producători pentru fiecare MWh produs în cogenerare de înaltă eficiență și livrat în rețelele SEN, este stabilit anual de către ANRE și este calculat ca diferență dintre costurile totale de producere ale unei centrale de cogenerare echivalente, cu producție de energie electrică de înaltă eficiență, și veniturile ce pot fi obținute de aceasta utilizând prețul pe piață al energiei electrice, respectiv costul unitar al energiei termice rezultat pentru o centrala termica echivalentă, diferența raportată la energia electrică livrată în SEN de centrala de cogenerare.

Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009 stabilește cadrul legal, în conformitate cu reglementările Uniunii Europene, necesar implementării schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, pe baza cererii de energie termică utilă, în vederea acoperirii diferenței dintre costul producerii energiei în cogenerare de înaltă eficiență și prețul de vânzare al acesteia. ANRE a aprobat valorile bonusurilor de referință, pe MWh de energie electrică produsă și livrată în rețea din centrale de cogenerare de înaltă eficiență. Beneficiarii schemei sunt producători care îndeplinesc anumite criterii stabilite de către ANRE.

În conformitate cu prevederile art. 14 din Hotărârea de Guvern nr. 1215/2009, CNTEE Transelectrica SA este desemnată ca fiind responsabilă de administrarea schemei de sprijin. Principalele atribuții care îi revin Companiei în calitate de administrator al schemei de sprijin sunt reprezentate de colectarea contribuției de la furnizorii consumatorilor de energie electrică într-un cont bancar distinct de activitatea de bază și de plata bonusului către producătorii de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență; încheierea de contracte cu furnizorii pentru colectarea contribuției și cu producătorii care vor fi beneficiarii schemei; verificarea valorii contribuției colectate; emiterea facturilor către furnizori; returnarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență furnizorilor care introduc în România energie electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență în alte state membre ale Uniunii Europene; monitorizarea și raportarea către ANRE a modului de administrare a schemei de sprijin.

Compania acționează ca agent al statului în colectarea lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusului și în aceste condiții, operațiunile aferente schemei de sprijin nu influențează conturile de venituri și cheltuieli, cu excepția cheltuielilor proprii de administrare recunoscute de ANRE pentru

derularea schemei de sprijin și care se autofacturează.

În data de 08.12.2016, prin Hotărârea Guvernului nr. 925, s-au adoptat modificarea și completarea HG nr.1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Principalele modificări fac referire la următoarele aspecte:

- pentru primirea bonusului, producătorii sunt obligați să nu înregistreze datoriile față de administratorul schemei de sprijin sau să aibă încheiate convenții de compensare a datoriilor și creanțelor;
- supracompensarea se recuperează conform legislației naționale și a Uniunii Europene în domeniul ajutorului de stat;
- supracompensarea/bonusul necuvenit rămas neachitat de către producători, pentru care s-au întreprins toate demersurile legale, se va recupera prin includerea sumei în contribuția pentru cogenerare, conform metodologiei emise de către ANRE;
- deciziile ANRE referitoare la cuantumul supracompensării și/sau bonusului necuvenit sunt obligatorii pentru producători și se pun în aplicare în vederea recuperării prin emiterea unei decizii de către administratorul schemei în conformitate cu legislația în domeniul ajutorului de stat;
- închiderea financiară a schemei de sprijin se face în primul semestru al anului 2024, conform cadrului de reglementare elaborat de ANRE.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Ca urmare a emiterii HG nr. 409/2022, ANRE a actualizat cadrul de reglementare aplicabil prin emiterea:

- ✓ Ordinului președintelui ANRE nr. 34/2022 privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 15/2015;
- ✓ Ordinului președintelui ANRE nr. 35/2022 privind modificarea și completarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de rețehnologizare ale centralelor de cogenerare, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 115/2013.

Producătorii care până la data de 31 martie 2022 au beneficiat de schema de de sprijin 11 ani și care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin prezetate mai sus, pot beneficia, în baza unei decizii aprobate de președintele ANRE, de prelungirea ajutorului de stat începând cu 1 aprilie 2022.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin și se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Mecanismul de cuplare prin preț a piețelor de energie electrică

Aplicarea mecanismului de cuplare prin preț a început în data de 19 noiembrie 2014, dată la care Proiectul „4 Market Market Coupling (4MMC)” care prevede unirea piețelor de energie electrică PZU (Piața Zilei Următoare) din România, Ungaria, Cehia și Slovacia a intrat în faza de operare.

În data de 17 iunie 2021 a avut loc lansarea proiectului Interim Coupling (ICP), care reprezintă cuplarea piețelor pentru ziua următoare din țările 4MMC cu cele din Polonia, Austria și Germania.

În data de 27 octombrie 2021 a fost realizată și integrarea graniței Bulgaria-România în cuplarea unica a piețelor pentru ziua următoare (SDAC - Single Day-Ahead Coupling).

În data de 19 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), cu primele livrări în data de 20 noiembrie. Șapte țări - Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Ungaria, Polonia, România și Slovenia s-au alăturat celor paisprezece țări - Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Olanda, Portugalia, Spania și Suedia, care funcționează deja în regim cuplat din iunie 2018.

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

Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața 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.

Din punct de vedere al cadrului de reglementare intern, rolurile și responsabilitățile operatorilor implicați Companiei și SC OPCOM SA, cât și operațiunile ce se realizează în cadrul cuplării piețelor sunt prevăzute în Regulamentul de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor și modificarea unor acte normative care reglementează piața pentru ziua următoare de energie electrică, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 82/2014 (Regulament).

Modelul țintă pentru piața pentru ziua următoare, bazat pe principiul de cuplare a regiunilor prin preț (PCR - Price Coupling of Regions) utilizează un algoritm unic de corelare a ofertelor și de stabilire a prețului.

În situația în care cuplarea nu este posibilă, OTS-urile din țările respective aplică procedurile de fallback, prin care se alocă capacitatea transfrontalieră.

Art. 138 din Regulament prevede că în procesul de postcuplare, Operatorii de transport și de sistem (OTS) au rol de agenți de transfer ai energiei electrice rezultate din algoritmul de cuplare ca fiind transferată între două zone de ofertare adiacente.

În cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare, bursele de energie electrică corelează, pe baza de licitații, tranzacțiile cu energie electrică pentru ziua următoare, în funcție de capacitatea de interconexiune pusă la dispoziție de OTS prin care se realizează alocarea implicită a acesteia.

Compania, în calitate de OTS, transferă energia electrică, atât fizic, cât și comercial, către OTS-urile vecine (MAVIR – Ungaria și IBEX - Bulgaria) și administrează veniturile din congestii pe interconexiunea respectivă aferente PZU (art. 139 din Ordinul ANRE nr. 82/2014), iar în relație cu OPCOM SA are calitatea de Participant Implicit la Piața Zilei Următoare și Piața Intrazilnică (PI).

În calitate de Agent de Transfer și de Participant Implicit, CNTEE Transelectrica SA are sarcina comercială de a deconta energia tranzacționată între OPCOM SA, MAVIR și IBEX.

Astfel, în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale, CNTEE Transelectrica SA:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și PI și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU și PI, respectiv trecerea energiei de la o zonă de ofertare la alta prin intermediul liniilor de interconexiune, fiind limitată de capacitatea disponibilă de transfer a acestora.

Veniturile înregistrate din congestii sunt împărțite lunar între operatorii de transport și de sistem, iar diferențele de curs valutar se rețin sau se asigură, după caz, de către OTS.

La nivelul Companiei s-a aprobat ca tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale să nu influențeze conturile de venituri și cheltuieli, cu excepția veniturilor din managementul congestiilor pe liniile de interconexiune, a veniturilor/cheltuielilor cu diferențele de curs valutar și a cheltuielilor cu comisioanele bancare rezultate din decontarea tranzacțiilor realizate de Companie în calitate de agent de transfer.

Energia livrată pentru suport echilibrare OTS vecine în situații de urgență (“ajutoare de avarii”)

Având în vedere directivele și regulamentele europene, legislația națională și normele ENTSO-E, una din obligațiile Operatorului de Transport și de Sistem (OTS) este coordonarea acțiunilor și întrajutorarea între OTS vecini în scopul asigurării energiei electrice pentru restabilirea funcționării normale a sistemelor electroenergetice în cazul unor situații de urgență.

În cadrul funcționării interconectate a sistemului energetic european, un mijloc operațional de sprijin reciproc al OTS este constituit de livrarea de energie de echilibrare către sistemele din interconexiune (vecine) aflate în situații de urgență definite de lipsa de rezerve și/sau surse suficiente pentru acoperirea

consumului, conform prevederilor generale corespunzătoare din *Regulamentului (UE) 2017/1485 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice și ale Regulamentului (UE) 2017/2195 de stabilire a unor linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică.*

Punerea în aplicare a acestei posibilități se face în baza acordului operațional al zonei sincrone Europa Continentală („Synchronous Area Framework Agreement for Regional Group Continental Europe - SAFA”), care detaliază prevederile din regulamente, respectiv alineatele e), f) și g) și de Art. B-12 din acest acord operațional. Astfel, Compania a semnat acorduri bilaterale în scopul asigurării energiei electrice de urgență cu OTS vecini din Ungaria, Bulgaria și Serbia în cursul anilor 2017 – 2019 și cu OTS vecini din Ucraina și Republica Moldova, în cursul anului 2022 (contracte bilaterale cu OTS din Ucraina și din Republica Moldova au fost semnate în regim de urgență, pe fondul situației conflictuale din Ucraina și a sincronizării celor două sisteme la Sistemul Energetic din Europa Continentală – 16.03.2022).

Pe baza contractelor bilaterale cu OTS vecini se poate furniza reciproc energie electrică în cazul unor avarii majore în structura de producție sau în rețeaua de transport (energie denumită în contract „Energie de Urgență”), pe principii comerciale. De asemenea, se poate acorda Energie de Urgență din sistemul energetic românesc către sistemul energetic ucrainean/moldovenesc pentru a asigura (respecta) schimburile de energie programate dinspre Blocul de Control Ucraina – Republica Moldova către Zona Sincronă Europa Continentală, în cazul activării măsurilor prevăzute prin decizia Grupului Regional Europa Continentală (RG CE) din cadrul ENTSO-E care vizează reducerea fluxului fizic de energie electrică sau încetarea funcționării sincrone a Blocului de Control Ucraina – Republica Moldova cu Zona Sincronă a Europei Continentale.

2. BAZELE ÎNTOCMIRII

Declarație de conformitate

Aceste situații financiare consolidate (“situații financiare”) au fost întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară („OMFP nr. 2844/2016”) cu modificările și completările ulterioare. În accepțiunea Ordinului nr. 2844/2016, Standardele Internaționale de Raportare Financiară reprezintă standardele adoptate potrivit procedurii prevăzute de Regulamentul Comisiei Europene nr. 1606/2002 al Parlamentului European și al Consiliului din 19 iulie 2002 privind aplicarea standardelor internaționale de contabilitate (“IFRS UE”).

Grupul aplică Standardele Internaționale de Raportare Financiară adoptate de către Uniunea Europeană la întocmirea situațiilor financiare consolidate ale anului 2022 în conformitate cu OMFP nr. 881/2012 cu modificările și completările ulterioare.

Evidența contabilă a filialelor (Smart și Teletrans) este menținută în lei, în conformitate cu OMFP 1802. Aceste conturi au fost retratate pentru a reflecta diferențele existente între conturile conform RCR și cele conform IFRS. În mod corespunzător, conturile au fost ajustate, în cazul în care a fost necesar, pentru a armoniza aceste situații financiare, în toate aspectele semnificative, cu IFRS adoptate de Uniunea Europeană.

Bazele evaluării

Situațiile financiare consolidate sunt întocmite la cost istoric, cu excepția imobilizărilor corporale, altele decât imobilizările corporale în curs, ce sunt evaluate la valoare reevaluată, în timp ce datoriile aferente aranjamentelor de plată pe bază de acțiuni cu decontare în numerar sunt evaluate la valoarea justă.

Moneda funcțională și de prezentare

Situațiile financiare consolidate sunt prezentate în LEI Românești (“LEI” sau “RON”) conform reglementărilor contabile aplicabile, aceasta fiind și moneda funcțională a Grupului.

Utilizarea de estimări și judecăți

Pregătirea situațiilor financiare consolidate în conformitate cu IFRS UE presupune din partea conducerii utilizarea unor raționamente profesionale, estimări și ipoteze ce afectează aplicarea politicilor contabile, precum și valoarea recunoscută a activelor, datoriilor, veniturilor și cheltuielilor, ipoteze privind valoarea justă (a se vedea Nota 4), privind angajamente și contingente contingente (a se vedea Nota 29), privind recunoașterea fondurilor nerambursabile de primit (a se vedea Nota 14 - Venituri în avans), ajustările pentru pierderi de valoare ale creanțelor (a se vedea Nota 10), privind obligațiile aferente tranzacțiilor cu plata pe bază de acțiuni cu decontare în numerar (Nota 31) și privind obligațiile aferente planurilor de beneficii determinate (Nota 16).

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Rezultatele efective pot fi diferite de valorile estimate. Estimările și ipotezele sunt revizuite periodic. Revizuirile estimărilor contabile sunt recunoscute în perioada în care estimările sunt revizuite cât și în perioadele viitoare afectate.

Informațiile cu privire la ipotezele și estimările care implică incertitudini semnificative sunt incluse în următoarele note:

- Nota 13 - estimarea conducerii Grupului cu privire la faptul că există o asigurare rezonabilă că vor fi îndeplinite condițiile atașate fondurilor nerambursabile și că fondurile vor fi primite;
- Nota 16 - evaluarea obligațiilor aferente planurilor de beneficii determinate;
- Nota 29 - recunoașterea și evaluarea provizioanelor, angajamentelor și contingentelor; ipoteze cheie privind probabilitatea și amploarea unei ieșiri de resurse;

Informații cu privire la raționamentele politicii contabile în ceea ce privește acordurile de concesiune a serviciilor sunt prezentate în următoarele paragrafe.

Grupul (concesionar) a încheiat în 2004 un contract de concesiune cu Ministerul Economiei (concedent) potrivit căruia Compania are dreptul de a utiliza active de patrimoniu public ce includ rețeaua electrică de transport a energiei electrice și terenurile pe care aceasta este amplasată, în schimbul furnizării serviciului de transport a energiei electrice (Vezi Nota 3 (b)).

Dat fiind faptul că, majoritatea acțiunilor Companiei sunt deținute de către Stat, conducerea Companiei consideră că aceasta este o companie publică și de aceea nu intră sub prevederile IFRIC 12 "Acorduri de concesiune a serviciilor". Având în vedere că nu există alt standard internațional de raportare financiară specific pentru acordurile de concesiune a serviciilor, Compania a considerat dacă va aplica totuși IFRIC 12, pe baza ierarhiei menționate în SIC 8 "Politici contabile, modificări ale estimărilor contabile și erori", care prevede că mai întâi să se aibă în vedere prevederile altor IFRS-uri ce tratează aspecte similare.

În analiza aplicării IFRIC 12, Grupul a considerat dacă următoarele caracteristici ale acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat sunt aplicabile contractului de concesiune încheiat cu ME, la data la care IFRIC 12 trebuie adoptat:

- concedentul controlează sau reglementează tipul de servicii pe care concesionarul trebuie să le presteze în cadrul infrastructurii, cui trebuie să le presteze și la ce preț;
- concedentul controlează - prin dreptul de proprietate, dreptul de beneficiu sau în alt mod - orice interes rezidual semnificativ în infrastructură la sfârșitul termenului acordului: 49 ani;
- prevederile contractuale ar include aceleași prevederi, dacă acordul ar fi fost încheiat cu o companie privată.

Din analiza caracteristicilor acordurilor de concesiune a serviciilor de tip public-privat se constată următoarele:

- serviciile prestate de Grup sunt reglementate de ANRE, prin urmare Concedentul – Ministerul de resort - nu controlează și nu reglementează tipul de servicii pe care Grupul trebuie să le presteze;
- la sfârșitul perioadei contractuale, interesul rezidual în infrastructură este aproximativ zero, majoritatea bunurilor aparținând domeniului public al statului fiind complet amortizate;
- în prezent nu există contracte similare, Grupul având poziție de monopol pentru transportul energiei electrice.

Compania a concluzionat faptul că o contabilizare a contractului de concesiune potrivit prevederilor IFRIC 12 nu va reflecta substanța economică a tranzacției, deoarece Compania achită o taxă anuală sub formă de redevență pentru utilizarea activelor menționate în contractul de concesiune în valoare de 4/1000 din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice, prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului, taxă ce este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Compania ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă contractul de concesiune nu ar fi fost semnat.

Drept urmare, IFRIC 12 nu este aplicabil, iar Compania a aplicat politicile contabile așa cum sunt descrise în Nota 3, punctele a) și b).

3. POLITICI CONTABILE

Politicile contabile detaliate mai jos au fost aplicate în mod consecvent pentru toate perioadele prezentate în aceste situații financiare consolidate și au fost consecvent aplicate de entitățile Grupului, cu excepția aspectelor prezentate în nota 3 litera (y) care prezintă modificările în politicile contabile.

(a) Bazele consolidării

(i) Filiale

Filiilele sunt entități controlate de către Grup. Grupul deține controlul asupra unei entități atunci când este expus la, sau are dreptul la câștiguri variabile ce rezultă din implicarea sa în entitate și are capacitatea de a afecta aceste câștiguri prin puterea asupra entității. Situațiile financiare ale filialelor sunt incluse în situațiile financiare consolidate din momentul în care începe exercitarea controlului și până în momentul încetării lui.

La data prezentului raport Transelectrica are în componență șase filiale, persoane juridice române, organizate ca societăți pe acțiuni, din care este unic acționar în următoarele: Formenerg, Teletrans, Smart, Icemenerg Service (filială care la data prezentei este radiată la ONRC), Icemenerg SA (Institutul de Cercetări și Modernizări Energetice ICEMENERG SA - filială care la data prezentei este radiată la ONRC).

Dintre filialele Companiei societățile filialele Smart și Teletrans sunt incluse în perimetrul de consolidare financiară a Grupului.

Nu au fost luate în considerare la întocmirea situațiilor financiare consolidate:

- filiala Formenerg întrucât conform legislației contabile aplicabile, impactul activității acesteia este considerat nesemnificativ pentru scopul consolidării,
- filiala OPCOM întrucât administrarea se desfășoară potrivit reglementărilor stabilite de ANRE, iar Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale acesteia.

Filiala FORMENERG este o companie având ca obiect principal de activitate formarea profesională inițială și continuă, în toate domeniile de activitate, a personalului cu atribuții în domeniul energetic din toate sectoarele economiei naționale și a altor beneficiari, precum și activități de servicii hoteliere, servicii de închiriere și servicii de organizare de evenimente.

FORMENERG SA a fost înființată ca urmare a Hotărârii numărul 33/19.11.2001 a Adunării Generale a Acționarilor – „Transelectrica” S.A., prin externalizarea activității Sucursalei de Formare și Perfecționare a Personalului din Sectorul Energetic. Capitalul social la 31.12.2022 este de 1.948 mii lei, vărsat integral, reprezentat prin 194.842 de acțiuni având o valoare nominală de 10 lei fiecare. Acțiunile FORMENERG sunt deținute 100% de către Transelectrica.

Filiala ICEMENERG SERVICE – SA a fost axată pe proiectarea, producția și distribuția de aparate de măsură, conducere și control destinate sistemului energetic, având certificare ISO 9001 și IQ NET de către SRAC ROMANIA, atestat ANRE. La data de 09.06.2017, Tribunalul București, Secția a VII-a Civilă, a dispus intrarea în faliment prin procedură simplificată a debitorului Societatea ICEMENERG SERVICE – SA, desemnând în calitate de lichidator judiciar provizoriu pe Solvendi SPRL.

În data de 27.04.2021 prin adresa nr.18759, Administratorul Special al Filialei ICEMENERG Service SA a informat că în data de 23.04.2021, în urma licitației desfășurate, activele societății Filiala ICEMENERG Service SA, atât cele mobile cât și cele imobile au fost valorificate în bloc, cumpărător fiind Portland Trust Developements Five SRL.

În dosarul cu nr.18051/3/2017, Conform Buletinului procedurilor de insolvență nr. 9152/26.05.2022, Tribunalul București – Secția a VII-a Civilă prin sentința civilă nr.2429 a aprobat raportul final al lichidatorului judiciar, iar în baza art.175 alin 2 din Legea nr.85/2014 privind procedurile de prevenire a insolvenței și de insolvență, a închis procedura insolvenței împotriva debitorului Societatea Filiala „Icemenerg-Service” SA prin radierea acesteia din Registrul Comerțului București. Companiei un i-a fost comunicată sentința până la data de 31.12.2022.

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

Conform prevederilor legislației primare și secundare în vigoare, Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale “OPCOM” S.A. îndeplinește rolul de administrator al pieței de energie electrică, furnizând un cadru organizat, viabil și eficient pentru desfășurarea tranzacțiilor comerciale în cadrul pieței angro de energie electrică și desfășoară activități de administrare a piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale, în condiții de consecvență, corectitudine, obiectivitate, independență, echidistanță, transparență și nediscriminare.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Capitalul social subscris și vărsat al societății OPCOM la 31.12.2022 este de 31.366 mii lei, Transelectrica participând la acea dată la capitalul social în calitate de acționar majoritar. Structura acționarului este următoarea:

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

Transelectrica nu exercită control direct efectiv asupra mecanismelor decizionale ale OPCOM, a cărei administrare este condusă potrivit reglementărilor stabilite de ANRE. Precizăm în cele ce urmează, elementele prevăzute de Standardul Internațional IFRS 10, necesare a fi luate în considerare, în stabilirea exercitării controlului. Astfel conform IFRS 10 - un investitor controlează o entitate dacă și numai dacă investitorul deține toate din următoarele puncte:

- a. puterea asupra entității în care are investiția
- b. expunerea sau drepturile la randamente variabile de la implicarea sa cu entitatea în care s-a investit
- c. capacitatea de a-și folosi puterea asupra entității investite pentru a afecta valoarea rentabilității investitorului.

Pierderea controlului

La pierderea controlului, Grupul derecunoaște activele și datoriile filialei, orice interese care nu controlează și alte componente ale capitalurilor proprii atribuibile filialei. Orice surplus sau deficit rezultând din pierderea controlului este recunoscut în contul de profit și pierdere. Dacă Grupul păstrează orice interes în fosta filială, atunci acest interes este evaluat la valoarea justă de la data în care controlul este pierdut. Ulterior acest interes este contabilizat prin metoda punerii în echivalență sau drept un activ financiar disponibil pentru vânzare în funcție de gradul de influență păstrat.

(ii) Tranzacții eliminate la consolidare

Soldurile și tranzacțiile în cadrul Grupului, precum și orice venituri sau cheltuieli nerealizate rezultate din tranzacții în cadrul Grupului sunt eliminate la întocmirea situațiilor financiare consolidate. Profiturile nerealizate aferente tranzacțiilor cu entitățile asociate contabilizate prin metoda punerii în echivalență sunt eliminate în contrapartidă cu investiția în entitatea asociată în măsura interesului Grupului în entitățile asociate. Pierderile nerealizate sunt eliminate în același fel ca și câștigurile nerealizate, însă numai în măsura în care nu există indicii de depreciere a valorii.

(b) Imobilizări corporale

Active proprii

Imobilizările corporale, cu excepția imobilizărilor corporale în curs de execuție, sunt prezentate la valoare reevaluată, mai puțin amortizarea cumulată și pierderile cumulate din depreciere. Imobilizările corporale în curs de execuție sunt prezentate la cost. Costul activelor construite în regie proprie include costul materialelor, al salariilor directe, estimarea inițială, unde este cazul, a costurilor de demontare și de mutare a elementelor și restaurarea amplasamentului, și o cotă parte a cheltuielilor indirecte.

Recunoaștere

Imobilizările corporale sunt evaluate inițial la cost.

Costul include cheltuielile direct atribuibile achiziției activului. Costul activelor construite de entitate include:

- costul materialelor și cheltuielile directe cu personalul;
- alte costuri direct atribuibile aducerii activelor la locul și starea necesară/stadiul necesar utilizării preconizate; și
- costurile îndatorării capitalizate.

Pentru imobilizările corporale neutilizate sau uzate se înregistrează ajustări de depreciere.

Cheltuielile ulterioare

Compania recunoaște în valoarea contabilă a unui element de imobilizări corporale costul înlocuirii unei părți a unui element de imobilizare dacă la momentul în care costul are loc este probabilă generarea

către Companie de beneficii economice viitoare aferente elementului și costul elementului poate fi evaluat în mod credibil.

Toate celelalte costuri sunt recunoscute în contul de profit și pierdere atunci când acestea au loc.

Amortizarea

Imobilizările corporale sunt amortizate folosind metoda liniară, pe parcursul duratelor de viață ale acestora, după cum urmează:

	Durata normală de funcționare (ani)
Clădiri și instalații speciale	40 – 60
Utilaje și echipamente	15 – 40
Aparate de măsură și control	7 – 12
Vehicule	5 – 8
Alte imobilizări corporale	3 – 5

Terenurile nu se amortizează. Atunci când elementele unei imobilizări corporale au durate de viață diferite, acestea sunt înregistrate ca elemente separate (componente majore) ale unui activ. Metodele de amortizare ale activelor, duratele de viață utile și valorile reziduale sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate dacă este cazul.

Reevaluarea

Grupul a optat pentru prezentarea imobilizărilor corporale la valoarea reevaluată, cu excepția avansurilor și imobilizărilor corporale în curs de execuție ce sunt prezentate la cost istoric.

Reevaluarile se efectuează de experți evaluatori independenți, cu suficientă regularitate astfel încât valoarea contabilă să nu difere în mod semnificativ de valoarea care poate fi determinată pe baza valorii juste la data raportării.

(c) Patrimoniul public

În conformitate cu prevederile Legii nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, rețeaua electrică de transport al energiei electrice existente pe teritoriul României este proprietatea publică a statului.

Hotărârea de Guvern nr. 627/2000 stabilește în anexă nr. 8 inventarul bunurilor imobile care alcătuiesc domeniul public al statului, preluate în administrare de către Companie începând cu 1 august 2000 și care se inventariază și se actualizează de câte ori este cazul, prin act legislativ (HG).

În conformitate cu prevederile Legii nr. 213/1998 și Legii nr. 219/1998, Ministerul Economiei a concesionat în numele statului către Companie, rețeaua de transport (linii de înaltă tensiune și stații electrice) și terenurile pe care aceasta este amplasată. Astfel, la data de 29 iunie 2004, a fost încheiat contractul de concesiune nr. 1 între Ministerul Economiei și Companie pentru toate imobilizările corporale din patrimoniul public în sold la 31 decembrie 2003 pe o durată de 49 ani.

Ca urmare a semnării contractului de concesiune cu Ministerul Economiei în numele Statului român, în data de 29 iunie 2004, natura relației dintre acesta și Companie s-a modificat și prin urmare, Compania a procedat la derecunoașterea activelor din patrimoniul public, inclusiv a rezervei patrimoniului public din cadrul capitalurilor proprii. Ulterior încheierii contractului de concesiune, Compania tratează activele asupra cărora are drept de utilizare ca și leasing operațional. Plățile aferente contractului de concesiune (redevență) sunt recunoscute ca și cheltuieli în contul de profit și pierdere de către Companie în timpul anului.

Contractul de concesiune nr. 1/2004 a fost publicat în Monitorul Oficial al României nr. 298 bis din 30 aprilie 2015. În cursul anilor 2005-2013, au fost încheiate șapte acte adiționale la contractul de concesiune.

Având în vedere prevederile Hotărârii Guvernului nr. 1009/2012 și Hotărârii Guvernului nr. 984/2012 prin care a fost aprobată modificarea Anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului concesionate Companiei, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2012 și a reevaluării/evaluării acestor bunuri, la data 14.02.2013 a fost încheiat cu Ministerul Economiei actul adițional nr. 7 la Contractul de Concesiune nr. 1/29.06.2004.

Prin Hotărârea Guvernului nr. 1032 din 11 decembrie 2013, publicată în Monitorul Oficial nr. 22 din 13 ianuarie 2014, au fost aprobate modificarea și completarea anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr.

1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2012.

Prin Hotărârea de Guvern nr. 615 din 05 septembrie 2019, publicată în Monitorul Oficial nr. 730 bis 2019, a fost aprobată modificarea și completarea anexei nr. 7 la Hotărârea Guvernului nr. 1705/2006 pentru aprobarea inventarului centralizat al bunurilor din domeniul public al statului, ca urmare a inventarierii bunurilor ce aparțin domeniului public al statului în anul 2017 pentru perioada 2013-2017, dar până la acest moment nu a fost încheiat actul nr. 8 la Contractul de concesiune nr. 1/2004.

Principalii termeni ai contractului de concesiune sunt următorii:

- Ministerul Economiei are titlul de proprietate asupra activelor ce fac obiectul contractului;
- Grupul are dreptul de a utiliza aceste active pentru o perioadă de 49 de ani, de la 1 iunie 2004 până la 31 mai 2053;
- Taxa anuală plătită de Grup sub forma de redevență pentru utilizarea acestor active este stabilită de Ministerul Economiei și reprezintă 1/1000 din veniturile realizate din activitatea de transport al energiei electrice, pentru cantitatea efectiv transportată;
- Activele vor intra în posesia ME la terminarea sau expirarea contractului; contractul poate fi denunțat unilateral de către oricare dintre părți;
- Grupul are obligația să utilizeze activele în conformitate cu prevederile contractului de concesiune și cu licența de funcționare.

Începând cu 12 noiembrie 2020, a fost modificată și completată Legea energiei electrice nr. 123/2012, care la art. 19, alin. (1[^]) prevede: *"redevența anuală aferentă concesiunii din domeniul transportului energiei electrice este de 0,4% din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit ale energiei electrice și este plătită de operatorul de transport și de sistem în calitate de concesionar"*.

Taxa plătită de Companie conform contractului de concesiune și a Legii energiei electrice nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, pentru perioada 1 ianuarie – 31 decembrie 2022 este semnificativ mai mică decât amortizarea pe care Grupul ar fi înregistrat-o pentru activele respective dacă acest contract nu ar fi existat. Cu toate acestea, Grupul nu a înregistrat în situațiile financiare nicio sumă referitoare la acest posibil beneficiu deoarece nu poate estima care este suma plătită pentru utilizarea acestor active de către o terță parte într-o tranzacție cu preț determinat obiectiv.

Investițiile efectuate de Companie din surse proprii de finanțare la activele ce fac obiectul contractului de concesiune sunt capitalizate și se amortizează pe durata rămasă de viață a activelor. După recuperarea amortizării investiției, acestea vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului.

În cazul bunurilor reprezentând imobilizări finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, acestea vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea amortizării investiției, respectiv la expirarea duratei normale de utilizare, a contractului de concesiune sau de închiriere, potrivit prevederilor legale în vigoare, în baza unui act normativ adoptat în acest sens.

(d) Imobilizări necorporale

Imobilizările necorporale achiziționate de Grup sunt prezentate la cost mai puțin amortizarea cumulată și pierderile cumulate din deprecierea imobilizărilor necorporale. Amortizarea este recunoscută în contul de profit și pierdere pe baza metodei liniare pe perioada de viață estimată a imobilizărilor necorporale. Majoritatea imobilizărilor necorporale înregistrate de către Grup este reprezentată de imobilizări necorporale în curs de execuție și programe informatice dedicate. Acestea sunt amortizate liniar pe o perioadă de 3 ani.

Metodele de amortizare ale activelor și duratele de viață utile sunt revizuite la fiecare dată de raportare și ajustate dacă este cazul.

Cheltuielile ulterioare

Cheltuielile ulterioare sunt capitalizate numai dacă este probabilă generarea către Grup de beneficii economice viitoare aferente cheltuielilor ulterioare.

(e) Tranzacții în valută

Tranzacțiile în valută se exprimă în LEI prin aplicarea cursului de schimb de la data tranzacției. Activele și pasivele monetare exprimate în valută la sfârșit de an sunt exprimate în LEI la cursul de schimb de la acea dată. Câștigurile și pierderile din diferențele de curs valutar, realizate sau nerealizate, sunt

Înregistrate în contul de profit și pierdere al exercițiului financiar respectiv. Ratele de schimb la 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021 sunt, după cum urmează:

Moneda	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
1 EUR	4,9474	4,9481
1 USD	4,6346	4,3707

Activele și datoriile nemonetare exprimate într-o monedă străină sunt evaluate la valoarea justă, la cursul de schimb valutar de la data la care a fost efectuată tranzacția.

(f) Creanțe

Creanțele comerciale sunt înregistrate inițial la valoarea justă și ulterior evaluate folosind metoda dobânzii efective mai puțin pierderile de valoare. Pierderea de valoare este recunoscută atunci când există o evidență clară că Grupul nu va putea colecta creanțele la termenul stabilit. Dificultățile financiare semnificative ale debitorului, probabilitatea ca acesta să intre în faliment sau în reorganizare financiară, întârzierile la plată (peste 180 de zile) sunt considerate indicii că aceste creanțe pot necesita ajustări de valoare.

O pierdere de valoare aferentă unui activ este diferența dintre valoarea sa contabilă și valoarea prezentă a fluxurilor de trezorerie viitoare preconizate actualizate utilizând rata de dobândă efectivă inițială a activului. Valoarea contabilă este redusă prin folosirea unui cont de pierdere de valoare, iar pierderea este înregistrată în contul de profit și pierdere în cadrul poziției „Alte cheltuieli din exploatare”.

(g) Stocuri

Stocurile sunt alcătuite din:

- materii prime, materiale, piese de schimb ce nu îndeplinesc definiția imobilizărilor corporale și alte materiale consumabile ce urmează a fi folosite în cadrul desfășurării activității de bază a Grupului;
- stocuri de securitate și intervenție destinate remedierii rapide a defecțiunilor apărute la instalațiile RET în scopul asigurării funcționării în condiții de siguranță a SEN. Aceste materiale sunt înregistrate ca stocuri în momentul achiziției și sunt trecute pe cheltuieli în momentul consumului sau sunt capitalizate, după caz.

Stocurile sunt evaluate la cea mai mică valoare dintre cost și valoarea realizabilă netă. Costul stocurilor consumate este determinat pe baza metodei FIFO și include cheltuielile cu achiziția. Valoarea realizabilă netă este prețul de vânzare estimat în cursul normal al activității minus costurile estimate pentru finalizare, dacă este cazul, și cheltuielile ocazionate de vânzare.

Politica Grupului este de a înregistra o pierdere de valoare de 100% pentru stocurile mai vechi de 365 de zile și care nu vor mai fi folosite în viitor, cu excepția stocurilor de securitate și intervenție.

(h) Numerar și echivalente de numerar

Numerarul și echivalentele de numerar includ casa, conturile curente și depozitele bancare cu o maturitate inițială de până la 3 luni care sunt supuse unui risc nesemnificativ de schimbare a valorii juste.

(i) Rezervele din reevaluare

După recunoașterea ca activ, un element de imobilizări corporale a cărui valoare justă poate fi evaluată în mod fiabil este contabilizat la o valoare reevaluată, aceasta fiind valoarea sa justă la data reevaluării mai puțin orice amortizare acumulată ulterior și orice pierderi acumulate din depreciere. Reevaluările se fac cu suficientă regularitate pentru a se asigura că valoarea contabilă nu diferă semnificativ de ceea ce s-ar fi determinat prin utilizarea valorii juste la data bilanțului.

Dacă valoarea contabilă a unui activ este majorată ca urmare a unei reevaluări, această majorare este înregistrată direct în capitalurile proprii în rezervele din reevaluare. Cu toate acestea, majorarea este recunoscută în contul de profit sau pierdere în măsura în care aceasta compensează o descreștere din reevaluarea aceluiași activ recunoscut anterior în contul de profit sau pierdere.

Dacă valoarea contabilă a unei imobilizări corporale este diminuată ca urmare a unei reevaluări, această diminuare este recunoscută în contul de profit sau pierdere. Cu toate acestea, diminuarea se efectuează prin reducerea rezervelor din reevaluare, în măsura în care există sold creditor în surplusul din reevaluare pentru acea imobilizare corporală.

Rezerva din reevaluare inclusă în capitalurile proprii aferentă unui element de imobilizări corporale este

transferată direct în rezultatul reportat pe măsura amortizării imobilizării corporale reevaluate și atunci când activul este derecunoscut.

Începând cu data de 1 mai 2009, rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004, care sunt deduse la calculul profitului impozabil prin intermediul amortizării fiscale sau al cheltuielilor privind activele cedate și/sau casate, se impozitează concomitent cu deducerea amortizării fiscale, respectiv la momentul scăderii din gestiune a acestor mijloace fixe, după caz.

Grupul a înregistrat impozit amânat pentru datoria privind rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004.

Rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale, inclusiv a terenurilor, efectuată până la data de 31 decembrie 2003, precum și porțiunea reevaluării efectuată după data de 1 ianuarie 2004 și aferentă perioadei de până la 30 aprilie 2009 nu vor fi impozitate în momentul transferului în rezultatul reportat.

Grupul nu a înregistrat impozit amânat pentru datoria privind rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată până la data de 31 decembrie 2003.

Rezervele din reevaluarea imobilizărilor corporale sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii Grupului, inclusiv la folosirea acesteia pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, de rezerve aferente evaluărilor efectuate după 1 ianuarie 2004 în rezultatul reportat, care sunt impozitate concomitent cu deducerea amortizării fiscale.

(j) Deprecierea activelor nefinanciare

Valorile contabile ale activelor nefinanciare ale Grupului, altele decât stocurile și creanțele privind impozitul amânat, sunt revizuite la fiecare dată de raportare pentru a determina dacă există dovezi cu privire la existența unei depreciere. O pierdere din depreciere este recunoscută dacă valoarea contabilă a unui activ sau a unei unități generatoare de numerar depășește valoarea recuperabilă estimată.

Valoarea recuperabilă a unui activ sau a unei unități generatoare de numerar este maximum dintre valoarea de utilizare și valoarea justă minus costurile de vânzare. La determinarea valorii de utilizare, fluxurile de numerar viitoare preconizate sunt actualizate pentru a determina valoarea prezentă, utilizând o rată de actualizare înainte de impozitare care reflectă evaluările curente ale pieței cu privire la valoarea în timp a banilor și riscurile specifice activului.

Pentru testarea deprecierei, activele care nu pot fi testate individual sunt grupate la nivelul celui mai mic grup de active care generează intrări de numerar din utilizarea continuă și care sunt în mare măsură independente de intrările de numerar generate de alte active sau grupuri de active („unitate generatoare de numerar”).

Pierderile din depreciere sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere. Pierderile din depreciere recunoscute în legătură cu unitățile generatoare de numerar sunt alocate cu prioritate pentru reducerea valorii contabile a fondului comercial alocat unităților generatoare de numerar (grupului de unități generatoare de numerar), dacă este cazul, și apoi pro rata pentru reducerea valorii contabile a celorlalte active din cadrul unității generatoare de numerar (grupului de unități generatoare de numerar).

O pierdere din depreciere a fondului comercial nu este reluată. Pentru celelalte active pierderea din depreciere este reluată numai în măsura în care valoarea contabilă a activului nu depășește valoarea contabilă care ar fi putut fi determinată, netă de amortizare, dacă nu ar fi fost recunoscută nicio depreciere.

(k) Capital social

Acțiunile ordinare sunt clasificate ca parte a capitalurilor proprii. Costurile suplimentare direct atribuibile emisiunii acțiunilor ordinare și opțiunilor pe acțiuni sunt recunoscute ca o reducere a capitalurilor proprii la valoarea netă de efectele fiscale.

(l) Dividende

Dividendele sunt recunoscute ca datorie atunci când este stabilit dreptul acționarului de a primi plata.

(m) Datorii comerciale și alte datorii

Datoriile către furnizori și alte datorii, sunt înregistrate la costul amortizat și, includ contravaloarea facturilor emise de furnizorii de produse, lucrări executate și servicii prestate.

(n) Împrumuturile purtătoare de dobândă

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Împrumuturile sunt recunoscute inițial la valoarea justă, netă de costurile de tranzacționare. Ulterior recunoașterii inițiale, împrumuturile sunt înregistrate la costul amortizat, orice diferență între cost și valoarea de rambursare fiind recunoscută în contul de profit și pierdere pe perioada împrumutului în baza unei rate de dobândă efectivă.

(o) Recunoașterea și derecunoașterea instrumentelor financiare nederivate

Active financiare nederivate

Grupul recunoaște inițial creanțele la data la care au fost inițiate. Toate celelalte active financiare sunt recunoscute inițial la data tranzacționării, când Grupul devine parte a condițiilor contractuale ale instrumentului.

Grupul derecunoaște un activ financiar atunci când expiră drepturile contractuale asupra fluxurilor de numerar generate de activ sau când sunt transferate drepturile de a încasa fluxurile de numerar contractuale ale activului financiar printr-o tranzacție prin care riscurile și beneficiile dreptului de proprietate asupra activului financiar sunt transferate în mod semnificativ. Orice interes în activul financiar transferat care este creat sau păstrat de către Grup este recunoscut separat ca un activ sau o datorie.

Activele și datoriile financiare sunt compensate iar în situația poziției financiare este prezentată valoarea netă numai atunci când Grupul are dreptul legal de a compensa valorile și intenționează fie să le deconteze în bază netă, fie să realizeze activul și să stingă obligația simultan.

Activele financiare nederivate ale Grupului sunt reprezentate în principal de creanțe comerciale și alte creanțe și numerar și echivalente de numerar.

Datorii financiare nederivate

Grupul recunoaște inițial instrumentele de datorie emise și datoriile subordonate la data la care sunt inițiate. Toate celelalte datorii (inclusiv datoriile desemnate la valoarea justă prin contul de profit sau pierdere) sunt recunoscute inițial la data tranzacționării, atunci când Grupul devine parte a condițiilor contractuale ale instrumentului.

Grupul derecunoaște o datorie financiară atunci când obligațiile contractuale sunt achitate sau sunt anulate sau expiră.

Grupul clasifică datoriile financiare nederivate în categoria altor datorii financiare. Aceste datorii financiare sunt recunoscute inițial la valoarea justă minus orice costuri de tranzacționare direct atribuibile. Ulterior recunoașterii inițiale aceste datorii financiare sunt evaluate la cost amortizat utilizând metoda dobânzii efective.

Alte datorii financiare nederivate cuprind împrumuturi, datorii comerciale și alte datorii.

(p) Impozitul pe profit

Cheltuiala cu impozitul pe profit cuprinde impozitul curent și impozitul amânat. Impozitul curent și impozitul amânat sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere cu excepția cazului în care acestea sunt aferente combinărilor de întreprinderi sau unor elemente recunoscute direct în capitalurile proprii sau în alte elemente ale rezultatului global.

(i) Impozit curent

Impozitul curent reprezintă impozitul care se așteaptă să fie plătit sau primit pentru profitul sau pierderea fiscală realizată în anul curent, utilizând cote de impozitare adoptate sau în mare măsură adoptate la data raportării, precum și orice ajustare privind obligațiile de plată a impozitului pe profit aferente anilor precedenți.

(ii) Impozit amânat

Impozitul amânat este recunoscut pentru diferențele temporare ce apar între valoarea contabilă a activelor și datoriilor utilizată în scopul raportărilor financiare și baza fiscală utilizată pentru calculul impozitului.

Impozitul amânat nu se recunoaște pentru:

- diferențele temporare care apar la recunoașterea inițială a activelor și datoriilor provenite din tranzacții care nu sunt combinări de întreprinderi și care nu afectează profitul sau pierderea contabilă sau fiscală;
- diferențele temporare provenind din investiții în filiale sau entități controlate în comun, în măsura în

care este probabil ca acestea să nu fie reluate în viitorul previzibil; și

- diferențele temporare rezultate la recunoașterea inițială a fondului comercial.

Evaluarea impozitului amânat reflectă consecința fiscală care ar decurge din modul în care Grupul se așteaptă, la sfârșitul perioadei de raportare, să recupereze sau să deconteze valoarea contabilă a activelor și a datoriilor sale.

Impozitul amânat este calculat pe baza cotelor de impozitare care se preconizează că vor fi aplicabile diferențelor temporare la reluarea acestora, în baza legislației adoptate sau în mare măsură adoptate la data raportării.

Creanțele și datoriile cu impozitul amânat sunt compensate numai dacă există dreptul legal de a compensa datoriile și creanțele cu impozitul curent și dacă acestea sunt aferente impozitelor percepute de aceeași autoritate fiscală pentru aceeași entitate supusă taxării sau pentru entități fiscale diferite, dar care intenționează să deconteze creanțele și datoriile cu impozitul curent pe baza netă sau ale căror active și datorii din impozitare vor fi realizate simultan.

O creanță cu impozitul amânat este recunoscută pentru pierderi fiscale neutilizate, credite fiscale și diferențe temporare deductibile, numai în măsura în care este probabilă realizarea de profituri viitoare taxabile care să poată fi utilizate pentru acoperirea pierderii fiscale. Creanțele cu impozitul amânat sunt revizuite la fiecare dată de raportare și sunt diminuate în măsura în care nu mai este probabilă realizarea beneficiului fiscal aferent.

(iii) Expunerea în ceea ce privește impozitul pe profit

Grupul consideră impactul poziției taxelor incert și dacă taxe și dobânzi suplimentare pot fi datorate, la determinarea valorii impozitului curent și amânat. Această evaluare se bazează pe estimări și ipoteze și poate implica o serie de raționamente profesionale cu privire la evenimente viitoare. Informații noi pot deveni disponibile care determină Grupul să modifice raționamentele sale profesionale în ceea ce privește caracterul adecvat al obligațiilor fiscale existente; astfel de modificări ale obligațiilor fiscale pot avea un impact asupra cheltuielii cu impozitul pe profit în perioada în care o astfel de determinare are loc.

(q) Beneficiile angajaților

Alte beneficii pe termen lung ale angajaților

Obligația netă a Grupului în ceea ce privește beneficiile pe termen lung acordate salariaților, alta decât planurile de pensii, este valoarea beneficiilor viitoare pe care salariații le-au câștigat în schimbul serviciilor prestate în perioada curentă și în cea anterioară. Acest beneficiu este actualizat pentru a determina valoarea justă a acestuia, iar valoarea justă a oricărui activ aferent este dedusă. Aceste beneficii sunt estimate utilizând metoda factorului de credit proiectat. Orice câștiguri sau pierderi actuariale sunt recunoscute în alte elemente ale rezultatului global în perioada în care apar. Alte beneficii pe termen lung ale angajaților sunt reprezentate de primele jubiliare.

Tranzacțiile cu plata pe baza de acțiuni cu decontare în numerar

Valoarea justă a datoriei către angajați în ceea ce privește drepturile privind aprecierea acțiunilor care sunt decontate în numerar este recunoscută ca o cheltuială în corespondență cu o creștere a datoriilor în perioada în care angajații obțin dreptul necondiționat la plată. Până în momentul decontării datoriei, Grupul trebuie să reevalueze valoarea justă a datoriei la fiecare dată de raportare și la data decontării, orice modificări ale valorii juste fiind recunoscute în contul de profit și pierdere al perioadei.

Grupul recunoaște serviciile primite și o datorie de plată pentru acele servicii, pe măsură ce angajații prestează serviciile. Anumite drepturi privind aprecierea acțiunilor intră în drepturi imediat și prin urmare angajaților nu li se cere să finalizeze o perioadă specificată de serviciu pentru a fi îndreptățiți la plata în numerar. În astfel de cazuri, Grupul recunoaște la data acordării întreaga valoare a primei ca o cheltuială.

Beneficii ale angajaților pe termen scurt

Obligațiile privind beneficiile pe termen scurt evaluate pe o bază neactualizată și sunt recunoscute ca și cheltuieli pe măsură ce serviciile sunt prestate. Un provizion este recunoscut la valoarea estimată a fi platită pentru beneficiile pe termen scurt sub formă de prime sau participarea salariaților la profit, numai în cazul în care Compania are o obligație prezentă, legală sau implicită de a achita această sumă pentru serviciile trecute prestate de angajați, iar această obligație poate fi estimată. Beneficiile angajaților pe termen scurt sunt reprezentate în principal de salarii.

În cursul normal al activității, Grupul face plăți în numele angajaților săi către fondul de pensii. Toți

angajații Grupului sunt membri ai planului de pensii al Statului Român. Aceste plăți sunt trecute pe cheltuială pe măsura prestării serviciilor de către angajați.

(r) Venituri

Venitul este recunoscut atunci când riscurile și beneficiile semnificative au fost transferate cumpărătorului, obținerea beneficiilor economice este probabilă, iar costurile asociate pot fi estimate în mod corect. Veniturile constau, în principal, în venituri din serviciul de transport, din serviciul de sistem și din piața de echilibrare calculate în funcție de volumul energiei livrată consumatorilor. Tarifele de transport și de servicii de sistem sunt reglementate de către ANRE. Veniturile includ de asemenea valoarea tranzacțiilor desfașurate pe piața de echilibrare, după cum este descris în Nota 1.

Statul român, prin ANRE, reglementează tarifele percepute de Grup pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de operator de sistem. Statul român îndeplinește mai multe roluri în afară de cel de acționar majoritar și, ca urmare ar putea avea obiective și scopuri mai cuprinzătoare decât un investitor al cărui principal interes este randamentul investiției.

După cum este menționat în Nota 1, Compania este și administratorul schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. Compania acționează în calitate de agent întrucât este implicată în colectarea și distribuirea banilor.

De asemenea, Compania și OPCOM SA sunt implicate în mecanismul de cuplare prin preț a piețelor regionale în baza Ordinului ANRE nr.82/2014 (vezi Nota 1).

Astfel, în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor regionale, CNTEE Transelectrica SA:

- îndeplinește rolul de participant implicit pe PZU și PI și are calitatea de agent de transfer;
- pune la dispoziție capacitatea de interconexiune pentru livrarea fizică a energiei electrice tranzacționată pe PZU și PI, respectiv trecerea energiei de la o zonă de ofertare la alta prin intermediul liniilor de interconexiune, fiind limitată de capacitatea disponibilă de transfer a acestora.

Tarifele de racordare

IFRIC 18 "Transferuri de active de la clienți" se aplică contractelor cu clienții în care Compania încasează disponibilități bănești de la un client când aceste disponibilități bănești trebuie să fie utilizate numai pentru construcția sau achiziția unui element de imobilizări corporale, iar Compania trebuie să utilizeze apoi această imobilizare corporală pentru conectarea clienților la rețea.

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prevede la art. 25 alin. (1) următoarele: "...*Racordarea la rețelele electrice de interes public și accesul la rețelele electrice de interes public reprezintă servicii obligatorii, în condiții reglementate, pe care trebuie să le îndeplinească operatorul de transport și de sistem, precum și operatorul de distribuție, inclusiv comunitățile de energie ale cetățenilor care gestionează rețelele de distribuție.*"

Tariful de racordare este un tarif reglementat care reprezintă cheltuiala efectuată de un operator de rețea pentru realizarea lucrărilor de racordare a unui loc de consum și/sau de producere al unui utilizator la rețeaua electrică.

În condițiile în care, conectarea unui client la rețeaua electrică de transport nu reprezintă o componentă separată a contractului de racordare, tarifele de racordare sunt recunoscute în contul de profit sau pierdere în mod sistematic pe durata de viață utilă a activului.

Compania recunoaște disponibilitățile bănești încasate din tariful de racordare în creditul contului "Venituri în avans" în cadrul situației poziției financiare și ulterior recunoaște venitul în categoria "Alte venituri" în cadrul contului de profit și pierdere, în mod sistematic pe durata de viața utilă a activului.

(s) Costurile nete ale finanțării

Costurile nete ale finanțării includ dobânzile corespunzătoare împrumuturilor calculate folosind metoda ratei efective de dobândă, mai puțin costurile îndatorării capitalizate ca parte a costurilor activelor cu ciclul lung de fabricație, veniturile din dividende, diferențele de curs valutar favorabile și nefavorabile, onorariile și comisioanele de risc.

Conform cu SIC 23 "Costurile îndatorării" revizuit și invocând excepția opțională de la aplicarea retroactivă potrivit IFRS 1 "Adoptarea pentru prima oară a IFRS", Grupul capitalizează costurile împrumuturilor legate de active care necesită o perioadă lungă de timp până la punerea în funcțiune sau vânzare pentru care finanțarea a fost obținută după data de 1 ianuarie 2011, data tranziției la IFRS.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Veniturile din dobânzi sunt recunoscute în contul de profit și pierdere al anului în care apar, folosind metoda ratei efective de dobândă. Veniturile din dividende sunt recunoscute în contul de profit și pierdere la data la care dreptul Grupului de a primi dividende este recunoscut.

(t) Subvenții

Subvențiile aferente activelor sunt recunoscute inițial ca “venituri în avans” la valoarea justă atunci când există o asigurare rezonabilă că vor fi primite, iar Grupul va respecta condițiile asociate subvențiilor, iar apoi subvențiile sunt recunoscute în contul de profit și pierdere ca alte venituri din exploatare pe parcursul duratei de viață utilă a activului la care se referă. Fondurile nerambursabile sunt recunoscute ca și active în momentul în care există o asigurare rezonabilă că acestea vor fi primite prin îndeplinirea condițiilor aferente.

(u) Provizioane

Un provizion este recunoscut atunci, și numai atunci când sunt îndeplinite următoarele condiții:

- Compania are o obligație curentă (legală sau implicită) ca urmare a unui eveniment trecut;
- este probabil (adică, mai mult probabil decât improbabil) ca o ieșire de resurse reprezentând beneficii economice să fie necesară pentru decontarea obligației;
- când poate fi făcută o estimare corectă în ceea ce privește suma obligației.

Acolo unde efectul valorii în timp a banilor este semnificativ, valoarea unui provizion este valoarea prezentă a cheltuielilor ce se prevăd a fi necesare pentru decontarea obligației.

(v) Rezultatul pe acțiune

În conformitate cu SIC 33 “Rezultatul pe acțiune”, rezultatul pe acțiune este calculat prin împartirea profitului sau pierderii atribuite acționarilor Grupului la media ponderată a acțiunilor ordinare ale perioadei.

Media ponderată a acțiunilor în circulație în timpul exercițiului reprezintă numărul de acțiuni de la începutul perioadei, ajustat cu numărul acțiunilor emise, înmulțit cu numărul de luni în care acțiunile s-au aflat în circulație în timpul exercițiului.

Diluarea este o reducere a rezultatului pe acțiune sau o creștere a pierderilor pe acțiune rezultate în ipoteza că instrumentele convertibile sunt convertite, sau ca acțiuni ordinare sunt emise după îndeplinirea anumitor condiții specificate. Obiectul rezultatului pe acțiune diluat este similar cu acela al rezultatului pe acțiune de bază și anume, de a evalua interesul fiecărei acțiuni ordinare în cadrul performanței unei entități.

(w) Contingente

Datoriile contingente nu sunt recunoscute în situațiile financiare anexate. Acestea sunt prezentate în cazul în care ieșirea de resurse încorporând beneficii economice este posibilă și nu probabilă.

Un activ contingent nu este recunoscut în situațiile financiare anexate, ci este prezentat atunci când o intrare de beneficii economice este probabilă.

(x) Segmente operaționale

Un segment operațional este o componentă a unei entități:

- care se angajează în activități din care poate obține venituri și de pe urma cărora poate suporta cheltuieli (inclusiv venituri și cheltuieli aferente tranzacțiilor cu alte componente ale aceleiași entități);
- ale cărei rezultate din activitate sunt revizuite periodic de către principalul factor decizional al entității în vederea luării de decizii cu privire la alocarea resurselor pe segment și a evaluării performanței acestuia; și
- pentru care sunt disponibile informații financiare distincte.

Grupul își desfășoară operațiunile în mai multe locații din România, care sunt angajate atât în activitatea de transport, cât și în cea de dispecer. Conducerea Grupului consideră operațiunile în totalitatea lor ca “un singur segment”.

Segmentele operaționale sunt prezentate în manieră consecventă cu raportarea internă furnizată de către principalul factor decizional operațional al entității în vederea luării de decizii cu privire la alocarea resurselor pe segmente și a evaluării performanței acestuia.

(y) Implicațiile noilor Standarde Internaționale de Raportare Financiară (IFRS UE)

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Următoarele standarde noi și amendamente ale standardelor existente emise de Comitetul pentru Standarde Internaționale de Contabilitate (IASB) și adoptate de Uniunea Europeană (UE) ce nu au intrat încă în vigoare pentru perioada de raportare financiară anuală încheiată la 31 decembrie 2022 și nu au avut impact sau nu fost aplicate la întocmirea prezentelor situații financiare: [IAS 8.31 (a)]

Normă/Interpretare [IAS 8.31 (a), 8.31(c)]	Natura modificării iminente a politicii contabile [IAS 8.31 (b)]	Impactul posibil asupra situațiilor financiare [IAS 8.31 (e)]
Amendament la IFRS 17 "Contracte de asigurari". Aplicarea inițială a IFRS 17 și IFRS 9 - informații comparative (publicat în 9 decembrie 2021).	Acest amendament prezintă o opțiune de tranziție referitoare la informațiile comparative despre activele financiare prezentată la aplicarea inițială a IFRS 17.	Adoptarea amendamentelor nu va avea impact asupra situațiilor financiare individuale, întrucât acest standard nu este aplicabil la data întocmirii situațiilor financiare
Modificări ale referințelor la cadrul general conceptual în standardele IFRS 2018 -2020 (în vigoare pentru perioade anuale începând cu sau după data de 1 ianuarie 2022)	Obiectivul modificărilor este de a actualiza referințele existente la cadrele anterioare, înlocuindu-le cu referințe la cadrul general conceptual revizuit, din mai multe standarde și interpretări, cum ar fi: IFRS 1 "Prima aplicare a Standardelor Internaționale de Raportare Financiară", IFRS 9 "Instrumente financiare"; IFRS 16 "Leasing" și IAS 41 "Agricultură"	Adoptarea acestor amendamente nu a avut impact asupra situațiilor financiare individuale ale anului 2022.
Amendament la IAS 1: Clasificarea datoriilor curente și necurente (aplicabil începând cu 1 ianuarie 2024). Acest amendament a fost publicat în Ianuarie 2020 și este subiectul unor îmbunătățiri viitoare, cel mai probabil data efectivă de aplicare va fi 1 ianuarie 2024, conform proiectului de expunere publicat în Q4 2021. - prezentarea politicilor contabile. Acest amendament a fost adoptat de către UE în data de 2 martie 2022 și este aplicabil începând cu 1 ianuarie 2023	Amendamentul clarifică cum ar trebui clasificate datoriile și alte datorii financiare ca fiind curente sau non curente.	Adoptarea amendamentelor nu va avea impact asupra situațiilor financiare individuale
Amendamente la IAS 8 – definiția estimărilor contabile (aplicabil începând cu 1 ianuarie 2023).	Amendamentul clarifică cum ar trebuie companiile să distingă între schimbare de politică și schimbare de estimare.	Adoptarea amendamentelor nu va avea impact asupra situațiilor financiare individuale, întrucât acest standard nu este aplicabil la data întocmirii acestor situații financiare. Se estimează că nu va avea un impact semnificativ în viitor.
Amendament la IAS 12 – Impozit amânat – impozitul amânat rezultat aferent activelor și datoriilor rezultate dintr-o singură tranzacție (aplicabil începând cu 1 ianuarie 2023).	Amendamentul restrânge sfera de aplicare a scutirii de recunoaștere inițială (IRE), astfel încât aceasta să nu se aplice tranzacțiilor care dau naștere la diferențe temporare egale și compensatoare.	Adoptarea amendamentelor nu va avea impact asupra situațiilor financiare individuale, întrucât acest standard nu este aplicabil la data întocmirii acestor situații financiare. Se estimează că nu va avea un impact semnificativ

Grupul anticipează că adoptarea acestor standarde și amendamente la standardele existente nu va avea un impact semnificativ asupra situațiilor financiare ale Grupului în perioada de aplicare inițială.

4. DETERMINAREA VALORII JUSTE

Anumite politici contabile ale Grupului și cerințe de prezentare a informațiilor necesită determinarea valorii juste atât pentru activele și datoriile financiare, cât și pentru cele nefinanciare. În determinarea valorilor juste ale activelor și datoriilor, Grupul folosește pe cât posibil valori de piață observabile. Valorile juste sunt clasificate pe mai multe niveluri în ierarhia valorilor juste pe baza datelor de intrare folosite în tehnicile de evaluare, după cum urmează:

- Nivelul 1: prețuri cotate (neajustate) de pe piețe active pentru active și datorii identice;
- Nivelul 2: date de intrare, altele decât prețurile cotate incluse în nivelul 1, care sunt observabile pentru active sau datorii, fie în mod direct (ex: prețuri) sau indirect (ex: derivate din prețuri);
- Nivelul 3: date de intrare pentru active și datorii care nu sunt bazate pe date din piață observabile.

Valorile juste au fost determinate în scopul evaluării și/sau prezentării informațiilor în baza metodelor descrise mai jos:

(i) Imobilizări corporale

Valoarea justă a elementelor de imobilizări corporale se bazează în principal pe metoda costului având în vedere particularitățile imobilizărilor corporale deținute de către Grup, cu excepția activelor în curs de execuție, care sunt contabilizate în conformitate cu modelul bazat pe cost.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
 NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
 (Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

5. IMOBILIZĂRI CORPORALE

Între 1 ianuarie 2021 și 31 decembrie 2022, imobilizările corporale au evoluat, astfel:

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
COST								
Sold la 1 Ianuarie 2021	88.577	1.424.019	1.661.185	185.679	55.300	295.407	643.223	4.353.390
Intrări	-	-	536	492	242	137	506.285	507.692
Transferuri din imobilizări corporale în curs	1.023	59.616	182.541	10.455	308	340	(254.282)	-
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	-	-	-	-	-	(906)	(906)
leșiri	(524)	(156)	(607)	(183)	(298)	(393)	(309)	(2.471)
Impact reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Sold la 31 Decembrie 2021	89.076	1.483.479	1.843.655	196.442	55.552	295.491	894.011	4.857.705
Sold la 1 Ianuarie 2022	89.076	1.483.479	1.843.655	196.442	55.552	295.491	894.011	4.857.705
Intrări	-	-	605	828	1.912	69	436.051	439.465
Transferuri din imobilizări corporale în curs	144	75.353	173.321	37.899	15	97	(286.804)	24
Reclasificări între conturile de imobilizări	-	-	-	-	-	-	(2.302)	(2.302)
leșiri	-	(1.771)	2.185	(373)	(1.350)	(6.260)	(173)	(7.742)
Impact reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Sold la 31 Decembrie 2022	89.220	1.557.060	2.019.765	234.796	56.129	289.397	1.040.783	5.287.151
Amortizări cumulate								
Sold la 1 Ianuarie 2021	138	151.903	163.655	52.941	41.399	263.185	-	673.221
Cheltuiala cu amortizarea	-	72.609	160.431	28.338	4.350	7.838	-	273.566
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(97)	(137)	(183)	(298)	(393)	-	(1.109)
Impact din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Sold la 31 Decembrie 2021	138	224.416	323.949	81.096	45.451	270.630	-	945.679

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
 NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
 (Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Terenuri și amenajări de terenuri	Clădiri și instalații speciale	Utilaje și echipamente	Aparate de măsură și control	Vehicule	Alte imobilizări corporale	Imobilizări corporale în curs	Total
Sold la 1 Ianuarie 2022	138	224.416	323.949	81.096	45.451	270.630	-	945.679
Cheltuiala cu amortizarea	-	69.444	149.643	27.314	3.462	7.167	-	257.030
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-	(1.148)	2.295	(367)	(1.350)	(6.260)	-	(6.830)
Impact din reevaluare	-	-	-	-	-	-	-	-
Sold la 31 Decembrie 2022	138	292.711	475.886	108.044	47.562	271.538	-	1.195.879
Ajustări pentru depreciere								
Sold la 1 Ianuarie 2021	-	14.068	(4)	-	-	-	29.844	43.906
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-	-	-	(13.321)	(13.321)
Sold la 31 Decembrie 2021	-	14.068	(4)	-	-	-	16.522	30.585
Sold la 1 Ianuarie 2022	-	14.068	(4)	-	-	-	16.522	30.585
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-	-	-	(3.162)	(3.162)
Sold la 31 Decembrie 2022	-	14.068	(4)	-	-	-	13.360	27.422
Valoarea contabilă netă								
Sold la 31 Decembrie 2021	88.938	1.244.995	1.519.710	115.346	10.101	24.861	877.488	3.881.441
Sold la 31 Decembrie 2022	89.082	1.250.281	1.543.883	126.753	8.567	17.859	1.027.423	4.063.849

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Valoarea totală netă a imobilizărilor corporale este pozitivă la 31 decembrie 2022 față de 31 decembrie 2021, pe fondul unei creșteri a sumelor 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. Gutinaș – Smârdan – 118.799;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 52.412;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 27.272;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Iaz – 24.821;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Ungheni – 24.673;
- 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 – 22.901;
- 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 – 16.303;
- Modernizare Stația 400 (220)/110/20 kV Munteni – 16.003;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220kV Stejaru - Gheorgheni – Fântânele -15.913;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan – 14.996;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 14.365;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – 11.331;
- Înlocuire AT și Trafo în Stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 10.418;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 9.561;
- Relocări rețele electrice 220 kV și 400 kV la intersecția cu Autostrada de Centură București – 8.525;
- Stația 400 kV Stâlp – 7.145;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3- 6.526;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA – 5.032;
- Eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între obiectivul “Pod suspendat peste Dunăre în zona Brăila” aparținând CNAIR SA și rețelele electrice din gestiunea CNTEE Transelectrica SA – 4.911;
- Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN – 4.442;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și a LEA Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 4.169;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 4.075;
- Deviere LEA 220 kV zona Ampoi Alba Iulia – 3.430;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Filești - 3.112;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN (H.CA nr. 7/08.07.2010) – 2.359;
- Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro – 2.281;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la Stația Medgidia Sud – 1.885;
- Lucrări de provizorat LEA 220kV Lacu Sărat-Filești, pentru asigurarea condițiilor de execuție a relocării utilităților, prin eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între “Pod Suspendat peste Dunăre” în zona Brăila – 1.528;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 1.151;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Hășdat - 1.269;
- Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN - etapa II -1.143;
- Proiect Pilot - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală – 1.071;
- Proiectare și execuție Drum Expres Craiova-Pitești - Tronson 1 – 987;
- Înlocuire întreruptoare din stațiile electrice - Etapa II – 982;
- Modernizarea instalațiilor de 110kV și 400(220 kV) din Stația Focșani Vest – 921;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Craiova Nord – 909;

- Baterii de acumuloare în Stația 400/220/110/20 kV Suceava, Stația 400/110 kV Roman Nord și Stația 220/110/20 kV Focșani Vest – 792;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Turnu Severin Est – 762;
- Modernizarea Stației 220/110/20kV Vetîș - echipament primar – 679.

În anul 2022, cele mai mari **transferuri din immobilizări corporale în curs la immobilizări corporale** sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, astfel:

- 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 – 58.635;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 54.285;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 40.943;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Râureni – 25.429;
- Montarea AT2 400 MVA, 400/231/22 kV, precum și a celulelor aferente în Stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al Stației 400/220/110/6 kV Iernut – 22.933;
- Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 15.338;
- Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN – 8.983;
- Relocări rețele electrice 220 kV și 400 kV la intersecția cu Autostrada de Centură București – 8.525;
- Modernizarea instalațiilor de 110 kV și 400 (220) kV din Stația Focșani Vest – 8.336;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Dumbrava – 8.140;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 6.904;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Vetîș - echipament primar – 6.660;
- Modernizare în vederea diminuării efectelor galopării pe LEA 400 kV din zona Bărăgan – Fetești. diminuarea efectelor galopării pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței și LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței (circuitul 2) – 3.746;
- Relocarea rețelilor de înaltă tensiune LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud, Lot 1 km 0+000 – km 13+170 – 3.280;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 3.064;
- Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat) – 2.620;
- Realizare comunicație fibră optică între Stația Pitești Sud și Centrul de Telecomandă și Supraveghere Instalații al UTT Pitești (SF)– 1.772;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Craiova Nord – 1.080;
- Proiectare și execuție Drum Expres Craiova - Pitești Tronson 1- 987;
- Baterii de acumuloare în Stația 400/220/110/20 kV Suceava, Stația 400/110 kV Roman Nord și Stația 220/110/20 kV Focșani Vest – 792;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Turnu-Severin Est – 762;
- Reglementare LEA 400 kV Bradu - Brașov cu drum în interiorul zonei de protecție și de siguranță a LEA 400 kV Bradu - Brașov, deschiderea dintre stâlpii nr. 393, nr. 394 și nr. 395 – 551;
- Autostrada Sebeș-Turda, Lot 1-km0+000-Km17+100 Secțiunea A-0+300km – 14+000: Tronson 2, km 2+400-2+600 – 546;
- Înlocuirea bateriilor de acumuloare nr. 1 și nr. 2 de 220 Vcc din Stația 400/220/110 kV Sibiu Sud – 377;
- Separatoare hidrocarburi (ulei) pentru platforme betonate în Stația Isaccea (SF) – 372;
- Racordarea la RED Stația 110 kV Ploiești Parc cu realizarea lucrărilor din celula de linie aferentă LEA 110 kV Brazi Vest-Ploiești Nord din Stația electrică 400/220/110/20 kV Brazi Vest – 330;
- Racordare la RET pentru realizarea lucrărilor din Stația electrică 220/110 kV Săcălaz, ca urmare racordării noii Stații electrice 110/20 kV Covaci 2x25 MVA în LEA 110 kV Săcălaz – Orțișoara – 321;
- Creșterea capacității bobinelor de stingere pentru tratarea neutrilor rețelei de medie tensiune – 280;
- Bobine de compensare 100 MVAR, 400 kV pentru stațiile de 400 kV Arad, București și Bradu – 170;
- DRONE - 9 bucăți – 166;
- Racordare la SEN a ansamblului energetic Nova Power&Gas cu puterea instalată de 48,4 MW, situată în Municipiul Turda și Câmpia Turzii jud. Cluj – 162;

- Echipamente de tip ruter CPE (Customer Premises Equipment) – 154;
- Aparatură topografică și tehnică de calcul (hardware și software): Sistem GNSS și accesorii; Stație totală și accesorii; Stație grafică; Laptop; Program calcul topo-geodezie Toposys; Pachet aplicații Topo LT; Soft Global Mapper – 127;
- Dotare cu echipamente necesare centrelor de date TEL - Unități de climatizare profesională și de deumidificare a aerului de nivel industrial – 117.

În cursul anului 2022, s-a înregistrat o **ieșire din imobilizări corporale în curs de execuție** prin recunoașterea pe cosurile operaționale ale Companiei pentru proiectul "HVDC Link 400 kV (Cablul submarin România - Turcia)", în sumă de 5.854.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție la 31 decembrie 2022, în sumă de 1.0427.423 (31 decembrie 2021: 877.488), este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 347.001;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 126.441;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 115.580;
- Modernizare Stația 400(220)/110/20 kV Munteni – 47.667;
- 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 – 46.885;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 43.485;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Ungheni – 31.741;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Smârdan -28.001;
- Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Baru Mare – 20.844;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – 20.617;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 20.051;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3- 19.337;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220kV Ștejaru - Gheorgheni – Fântânele – 16.392;
- Retehnologizare Stația 110 kV Medgidia Sud – 13.764;
- Extinderea Stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, Înlocuirea a 2 bobine de compensare, Racordare linii noi – 12.175;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 11.281;
- Stația 400 kV Stâlp – 9.409;
- Retehnologizare Stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara - 8.901;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 8.403;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA – 7.803;
- 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 – 6.921;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 5.656;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Filești – 4.952;
- Eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între obiectivul "Pod suspendat peste Dunăre în zona Brăila" aparținând CNAIR SA și rețelele electrice din gestiunea CNTEE Transelectrica SA - 4.911;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV – 4.817;
- Modernizarea instalațiilor de 110 kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 4.510;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României - 4.439;
- Deviere LEA 220 kV zona Ampoi - Alba Iulia – 3.430;

- 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 – 3.375;
- Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidență informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3.201;
- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația electrică 400/110 kV Gura Ialomiței – 2.889;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III – 2.798;
- Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro – 2.629;
- Proiect Pilot - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală – 2.621;
- Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 2.578;
- 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 electrică 220/110 kV FAI – 2.546;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la Stația Medgidia Sud – 2.297;
- Retehnologizarea Stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu – 1.935;
- Înlocuire întreruptoare din stațiile electrice - Etapa II – 1.792;
- Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE "Transelectrica SA - Magheru – 1.627;
- Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN - etapa II -1.534;
- Lucrări de provizorat LEA 220kV Lacu Sărat - Filești, pentru asigurarea condițiilor de execuție a relocării utilităților, prin eliberarea amplasamentului și realizarea condițiilor de coexistență între "Pod Suspendat peste Dunăre" în zona Brăila – 1.528;
- 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 – 1.278;
- Sistem integrat de securitate la noua Stație electrică de (400) 220/110 kV Banca – 1.133;
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Constanța Nord - Medgidia Sud – 812;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în Stațiile 400/220/110/20kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu – 771;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlp, inclusiv achiziție AT 400MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere în stațiile 400kV și 220kV aferente, în Stația 400/220/110kV Brazi Vest–720;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. LEA 400 kV Timișoara - Arad (etapa III) – 625;
- Modernizarea Stației 220/110/20kV Vetis - echipament primar – 564;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa I - Înlocuire bobine compensare, celule aferente și celula 400 kV Stupina – 544.

În conformitate cu prevederile art. 46 din Ordinul ANRE nr. 59/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, recepția instalațiilor rezultate în urma lucrărilor pentru realizarea instalațiilor de racordare și punerea lor în funcțiune se realizează în conformitate cu prevederile legale în vigoare.

Pentru proiectul finanțat din tarif de racordare „*Racordare la RET a CEE 56 MW Bogdănești, CEE 112,5 MW Deleni, CEE 20,8 MW Viișoara Nord 1, CEE 52,8 MW Viișoara Nord 1, CEE 47,5 MW Viișoara Sud, din zona unor localități din județul Vaslui, prin noua Stație electrică 400/220/110 kV Banca*” - lucrarea este finalizată, are Proces-Verbal la terminarea lucrărilor nr. 34759/14.11.2013, însă nu au fost întrunite condițiile tehnice de realizare a procesului-verbal de punere în funcțiune. Contractul este în vigoare la data de 31.12.2022, valoare totală investiție în curs – 48.018 lei.

Clădirile și instalațiile speciale sunt prezentate în situațiile financiare la valoarea netă. Societatea a schimbat metoda de înregistrare a reevaluării la 31 decembrie 2015 trecând de la metoda brută la cea netă pentru a

prezenta o imagine mai clară, mai concisă și mai relevantă utilizatorilor situațiilor financiare, fără influența dată de o denaturare artificială a valorii contabile brute și a amortizării.

Clădirile și instalațiile speciale constau în principal în stații de transformare și linii electrice de înalta tensiune.

Utilajele și echipamentele constau în principal în transformatoare și celule aferente Sistemului Energetic National (SEN) de 110 kV, 220 kV, 400 kV și 750 kV.

Clădirile și instalațiile speciale au fost reevaluate la 31 decembrie 2018 de către SC JPA Audit & Consultanta SRL, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din România.

Evaluarea s-a făcut la valoarea justă, în ipoteza continuării activității cu utilizarea imobilizărilor corporale în structura existentă.

În cazul bunurilor aparținând domeniului public al statului reprezentând imobilizări finalizate, efectuate din surse proprii de finanțare, acestea vor fi cuprinse în inventarul bunurilor din domeniul public al statului după recuperarea surselor proprii de finanțare, la momentul aprobării, prin Hotărâre de Guvern, a inventarului bunurilor aparținând domeniului public al statului.

Instalațiile speciale, utilajele și echipamentele, aparatele de măsură și control și vehiculele au fost reevaluate la 31 decembrie 2019 de către SC JPA Audit & Consultanta SRL, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din România (ANEVAR). Aceste imobilizări au fost reevaluate în principal utilizând metoda bazată pe costuri. În cadrul metodei bazate pe costuri, costul brut de înlocuire a fost stabilit utilizând metoda indirectă. Metoda bazată pe costuri a fost utilizată din considerente care țin de specializarea activelor pentru care s-a constatat insuficiența informațiilor de piață și/sau inexistența unei piețe active.

Instalațiile speciale, utilajele, echipamentele, aparatele de măsură și control și vehiculele sunt prezentate în situațiile financiare la valoarea netă. Societatea a schimbat metoda de înregistrare a reevaluării la 31 decembrie 2019 trecând de la metoda brută la cea netă pentru a prezenta o imagine mai clară, mai concisă și mai relevantă utilizatorilor situațiilor financiare, fără influența dată de o denaturare artificială a valorii contabile brute și a amortizării.

Terenurile au fost reevaluate la 31 decembrie 2019 pe baza metodei pieței.

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, Societatea nu are active gajate sau ipotecate.

Valoarea justă a imobilizărilor corporale

Imobilizările corporale ale Societății, altele decât imobilizările corporale în curs, sunt prezentate în situațiile financiare la valoarea reevaluată, aceasta reprezentând valoarea justă la data evaluării, mai puțin amortizarea acumulată și ajustările de depreciere.

Valoarea justă a terenurilor Societății a fost determinată folosind metoda comparației directe.

Această metodă se recomandă pentru proprietăți, când există date suficiente și sigure privind tranzacții sau oferte de vânzare cu proprietăți similare în zonă. Analiza prețurilor la care s-au efectuat tranzacțiile sau a prețurilor cerute sau oferite pentru proprietățile comparabile este urmată de efectuarea unor corecții ale prețurilor acestora, pentru a cuantifica diferențele dintre prețurile plătite, cerute sau oferite, cauzate de diferențele între caracteristicile specifice ale fiecărei proprietăți în parte, numite elemente de comparație. Valoarea justă a clădirilor, echipamentelor și instrumentelor de măsură a fost determinată folosind abordarea prin cost.

Această metodă presupune că valoarea maximă a unui activ pentru un cumpărător informat este suma care este necesară pentru a cumpăra ori a construi un activ nou cu utilitate echivalentă. Când activul nu este nou, din costul curent brut trebuie scăzute toate formele de depreciere care i se pot atribui acestuia, până la data evaluării.

Informații referitoare la ierarhia valorii juste la 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021:

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 Decembrie 2022
Terenuri și amenajări de terenuri	-	89.082	-	89.082
Clădiri și instalații speciale	-	-	1.250.281	1.250.281
Utilaje și echipamente	-	-	1.543.883	1.543.883
Aparate de măsură și control	-	-	126.753	126.753
Vehicule	-	-	8.567	8.567
Alte imobilizări corporale	-	-	17.859	17.859
Total	-	89.082	2.947.343	3.036.425

Atât în cursul anului 2022, cât și în cursul anului 2021 nu au existat transferuri între nivelurile aferente valorii juste.

	Nivelul 1	Nivelul 2	Nivelul 3	Valoarea justă la 31 Decembrie 2021
Terenuri și amenajări de terenuri	-	88.938	-	88.938
Clădiri și instalații speciale	-	-	1.244.995	1.244.995
Utilaje și echipamente	-	-	1.519.710	1.519.710
Aparate de măsură și control	-	-	115.346	115.346
Vehicule	-	-	10.101	10.101
Alte imobilizări corporale	-	-	24.861	24.861
Total	-	88.938	2.915.014	3.003.951

Valoarea la cost a elementelor de imobilizări corporale este reprezentată de valoarea justă a acestora din care s-a dedus valoarea rezervei din reevaluare la 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, fiind prezentată mai jos:

	Valoarea la cost 31 decembrie 2022	Valoarea la cost 31 decembrie 2021
Terenuri și amenajări de terenuri	24.231	8.150
Clădiri și instalații speciale	835.819	786.495
Utilaje și echipamente	1.200.075	1.122.505
Aparate de măsură și control	119.511	96.240
Vehicule	11.902	5.895
Alte imobilizări corporale	17.854	28.239
TOTAL	2.209.393	2.047.524

6. IMOBILIZĂRI AFERENTE DREPTURILOR DE UTILIZARE A ACTIVELOR LUATE ÎN LEASING – CLĂDIRI

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, imobilizările af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing se prezintă, astfel:

	Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
Cost	
Sold la 1 ianuarie 2021	39.761
Intrări	3.560
Ieșiri	(97)
Sold la 31 Decembrie 2021	43.224
Sold la 1 ianuarie 2022	43.224
Intrări	-
Ieșiri	-
Sold la 31 Decembrie 2022	43.224
Amortizare cumulată	

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

	Imobilizări aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing-(clădiri)
Sold la 1 Ianuarie 2021	1.988
Cheltuiala cu amortizarea	8.545
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-
Sold la 31 decembrie 2021	10.533
Sold la 1 Ianuarie 2022	10.533
Cheltuiala cu amortizarea	9.001
Amortizarea cumulată a ieșirilor	-
Sold la 31 decembrie 2022	19.535
Ajustari pentru depreciere	
Sold la 1 Ianuarie 2021	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2021	-
Ajustari pentru depreciere	
Sold la 1 Ianuarie 2022	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-
Sold la 31 decembrie 2022	-
VALOAREA CONTABILĂ NETĂ	
Sold la 31 decembrie 2021	32.690
Sold la 31 Decembrie 2022	23.689

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 (contract nr. C232/2020 încheiat cu Dagesh Rom SRL), conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing.

Contractul este valabil pe o perioadă de 5 ani și are o valoare de 9 mil. euro (fără TVA).

La data de 31 decembrie 2022, valoarea netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este 21.869.

Pentru acest contract, Compania achită un quantum lunar de 16.67 euro/mp (fără TVA) pentru închirierea spațiilor de birouri, în suprafață de cca. 9.000 mp rezultând o valoare anuală de 1,8 mil. euro.

Smart SA are încheiat un contract de închiriere care constă în închirierea clădire birouri, în suprafață de 449,75 mp clădirea Formenerg din b-dul Gheorghe Șincai nr.3, cu o valoare de 53.970 euro/an în quantum de 10 euro/mp reprezentând 4.497,5 euro/lună.

Teletrans SA are încheiat un contract de închiriere care constă în închirierea clădire, teren aferent și curte imobil, în suprafață estimată de 1080 mp închiriable și curte în folosință exclusivă de 196 mp situat în strada Stelea Spătaru nr.12, reprezentând 8.600 euro/lună.

La 31 decembrie 2022, valoarea netă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de filiale în clădirile respective de birouri este 1.820.

7. IMOBILIZĂRI NECORPORALE

i) *Imobilizări necorporale*

La 31 decembrie 2021 și 31 decembrie 2022, soldul imobilizărilor necorporale (inclusiv capitalizarea CPT-ului suplimentar) se prezintă, astfel:

CNTEE TRANSELECTRICA SA
 NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
 (Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	Licențe și software	CPT suplimentar	Imobilizări necorporale în curs	Total
Cost				
Sold la 1 ianuarie 2021	64.927	-	5.805	70.992
Intrări	217	-	687	904
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	1.035	-	(1.035)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	906	-	-	906
ieșiri	(397)	-	-	(397)
Sold la 31 Decembrie 2021	66.687	-	5.457	72.404
Sold la 1 ianuarie 2022	66.687	-	5.457	72.144
Intrări	87	338.527	4.965	343.578
Transferuri din imobilizări necorporale în curs	281	-	(281)	-
Transferuri din imobilizări corporale în curs	2.295	-	-	2.295
ieșiri	(1.073)	-	(93)	(1.165)
Sold la 31 Decembrie 2022	68.277	338.527	10.048	416.852
Amortizare cumulata				
Sold la 1 ianuarie 2021	63.000	-	72	62.979
Cheltuiala cu amortizarea	2.065	-	1	2.066
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(397)	-	-	(397)
Sold la 31 decembrie 2021	64.668	-	72	64.647
Sold la 1 ianuarie 2022	64.668	-	72	64.740
Cheltuiala cu amortizarea	1.347	13.987	2	15.336
Amortizarea cumulată a ieșirilor	(1.073)	-	(93)	(1.165)
Sold la 31 decembrie 2022	64.942	13.987	(19)	78.911
Ajustari pentru depreciere				
Sold la 1 ianuarie 2021	2	-	349	704
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	(351)	(351)
Sold la 31 decembrie 2021	2	-	(2)	353
Ajustari pentru depreciere				
Sold la 1 ianuarie 2022	2	-	(2)	-
Cheltuiala cu ajustările de depreciere	-	-	-	-
Sold la 31 decembrie 2022	2	-	(2)	-
VALOAREA CONTABILĂ NETĂ				
Sold la 31 decembrie 2021	2.017	-	5.387	7.404
Sold la 31 Decembrie 2022	3.333	324.539	10.069	337.941

a) Imobilizări necorporale în curs de execuție

Pentru imobilizările necorporale în curs de execuție, cele mai mari intrări în anul 2022 au fost reprezentate de:

- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Pieței de Echilibrare - II DAMAS, Componenta Achiziție servicii de migrare și upgrade aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 2.627;

- Dezvoltare platforma MARI – 1.435;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 376;
- Licență GE - Modul soft de realizare a calculelor de capacitate pe baza de fluxuri de energie – 247.

Soldul imobilizărilor necorporale în curs de execuție la 31 decembrie 2022, în sumă de 10.069, este reprezentat de proiectele aflate în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Implementarea unui sistem de Arhivare Electronică și Document Management în cadrul CNTEE Transelectrica SA – 5.474;
- Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare - II DAMAS, Componenta Achiziție servicii de migrare și upgrade aplicații specifice Pieței de Echilibrare – 2.627;
- Dezvoltare platforma MARI – 1.435;
- Dezvoltare platforma PICASSO – 376;
- Licență GE - Modul soft de realizare a calculelor de capacitate pe baza de fluxuri de energie – 247.

În anul 2022 cele mai mari transferuri din imobilizări necorporale în curs la imobilizări necorporale, în sumă de 2.574, sunt reprezentate în principal de:

- Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat) - Mediu virtual – 2.045;
- Aplicație mentenanță MENT - RET și baza de date unitară - BDU pentru structurile, instalațiile, componentele și sistemele - SISC din gestiunea CNTEE Transelectrica SA – 194;
- Upgrade Licențe antivirus BITDEFENDER – 54.

b) Imobilizări necorporale - CPT suplimentar

Incepând cu data de 30 septembrie 2022, Compania aplică prevederile OUG nr. 119/2022, prin care costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 – 31 august 2023, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic și respectiv, consumul tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează trimestrial. Astfel, costurile capitalizate se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării și se remunerează cu 50% din rata reglementată de rentabilitate aprobată de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, aplicabilă pe perioada de amortizare a respectivelor costuri și se recunosc ca o componentă distinctă.

Pentru anul 2022, Compania a înregistrat venituri în sumă de 338.527 reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare.

Precizăm că acest venit este de natură nemonetară, încasarea acestuia urmând a fi realizată de Companie în mod eșalonat prin tariful de transport în următorii cinci ani (2023-2027) în conformitate cu prevederile legislative incidente.

8. IMOBILIZĂRI FINANCIARE

Creșterea soldului imobilizărilor financiare la 31 decembrie 2022 comparativ cu 31 decembrie 2021 este determinată de:

- reclassificarea sumei de 4.254, reprezentată în principal de garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1), alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivului de investiții LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia).

- majorarea cu 3 mii lei a acțiunilor Companiei deținute la Bursa Română de Mărfuri.

Imobilizările financiare cuprind și valoarea netă a acțiunilor deținute de Companie în sumă de 36.343 la 31 decembrie 2022, astfel:

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Acțiuni deținute la FORMENERG	1.948
Acțiuni deținute la ICEMENERG	-
Acțiuni deținute la OPCOM	30.687
Acțiuni deținute la ICEMENERG SERVICE	-
Acțiuni deținute la BRM	26
Acțiuni deținute la TSC NET	2.207
Acțiuni deținute la Joint Allocation Office SA	1.232
Acțiuni deținute la SELENE CC Societe Anonyme	242
Total acțiuni deținute la entități afiliate și asociate	36.343

9. STOCURI

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, stocurile (la valoarea netă) se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Piese de schimb	32.497	32.606
Consumabile și alte materiale	14.465	10.843
Materiale auxiliare	4.054	3.151
Alte stocuri	2.052	2.081
Total	53.068	48.681

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, ajustările pentru deprecierea stocurilor se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Ajustări pentru deprecierea materialelor consumabile	8.931	10.364
Ajustări pentru deprecierea altor materiale	5.968	5.889
Ajustări pentru deprecierea ambalajelor	220	223
Total	15.119	16.476

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, evoluția ajustărilor pentru deprecierea stocurilor se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Sold la 1 ianuarie	16.476	14.860
Înregistrare ajustări pentru deprecierea stocurilor	1.579	2.521
Reversare ajustări pentru deprecierea stocurilor	(2.936)	(904)
Sold la sfârșitul perioadei	15.119	16.476

În cursul anului 2022, cheltuielile efectuate cu consumul de materiale și piese de schimb se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Cheltuieli privind piese de schimb	29.922	24.166
Cheltuieli privind alte materiale consumabile	3.923	2.812
Cheltuieli privind alte materiale	2.951	1.693
Cheltuieli cu materiale auxiliare	236	172.292
Cheltuieli privind combustibilul	3.340	2.474
Total	40.372	31.316

10. CREANȚE COMERCIALE ȘI ALTE CREANȚE

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, creanțele comerciale și alte creanțe se prezintă, după cum urmează:

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Creanțe comerciale	2.397.945	2.185.797
Alte creanțe	170.993	197.741
Avansuri către furnizori	697.081	701.362
Fonduri nerambursabile de primit	-	-
TVA de recuperat	292.265	122.538
Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale incerte	(138.513)	(150.558)
Ajustări pentru deprecierea altor creanțe incerte	(76.919)	(70.987)
Total	<u>3.342.852</u>	<u>2.985.893</u>

Structura creanțelor comerciale se prezintă astfel:

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Clienți – piața de energie din care:	2.392.071	2.182.908
- clienți - activitate operațională – energie	1.696.470	1.408.379
- clienți - piața de echilibrare	564.107	566.727
- clienți - schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență	131.493	207.803
Clienți din alte activități	5.874	2.889
Total creanțe comerciale	<u>2.397.945</u>	<u>2.185.797</u>

• CNTEE Transelectrica SA își desfășoară activitatea operațională în baza Licenței de funcționare nr. 161/2000 emisă de ANRE, actualizată prin Decizia Președintelui ANRE nr. 687/04.05.2022, pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare.

La data de 31 decembrie 2022, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o creștere față de 31 decembrie 2021 determinată în principal de creșterea tranzacțiilor rezultate din mecanismele de cuplare a piețelor de energie, în trimestrul IV al anului 2022 față de trimestrul IV al anului 2021.

Creșterea volumului tranzacțiilor din piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2022, față de trimestrul IV 2021 a determinat și creșterea soldului clienților din contractele încheiate pentru acest tip de activitate.

Principalii clienți în totalul creanțelor comerciale sunt reprezentați de: OPCOM, MAVIR, Electrica Furnizare SA, IBEX, Ciga Energy SA, Cinta Energy SA, Hidroelectrică SA, RAAN, Joint Allocation Office SA, Complexul Energetic Oltenia SA. Ponderea acestora este de 76,77% în total creanțe comerciale.

• CNTEE Transelectrica SA 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 cu completările și modificările ulterioare, „principalele atribuții fiind de colectare lunară a contribuției pentru cogenerare și plata lunară a bonusurilor”.

La data de 31 decembrie 2022, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 5% (la 31 decembrie 2021 – 9%) din totalul creanțelor comerciale.

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 31 decembrie 2022 o scădere a creanțelor determinată, în principal, de diminuarea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare, în strânsă legătură cu scăderea valorii contribuției pentru cogenerare, stabilită de ANRE, pentru perioada cuprinsă în trimestrul IV al anului 2022, față de trimestrul IV al anului 2021.

La data de 31 decembrie 2022, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 131.493, 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 76.702, respectiv de la RAAN - 63.467 și CET Govora SA - 13.235;
- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3.915, respectiv de la RAAN – 1.981, CET Govora – 1.934;
- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 564, respectiv de la CET Govora - 534, Interagro - 30;
- bonus necuvenit pentru 2020 în sumă de 522 de la Donau Chem;
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 21.148, respectiv de la: Transenergo Com – 5.882, Petprod - 4.391, Romenergy Industry – 2.681, RAAN- 2.386, UGM Energy – 1.504, CET Govora – 901, KDF Energy – 888 și alții.

Până la data prezentei raportări financiare, Compania a încasat creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2021 (suma de 22.894) de la CET Govora (15.041), BEPCO (4.258) și Electrocentrale București (3.595), precum și suma de 32.632 din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2022, de la următorii producători: Bepco SRL, Complexul Energetic Hunedoara, Complexul Energetic Oltenia, CET Govora, Colonia Cluj Napoca Energie, Contourglobal Solutions, Electrocentrale București, Electro Energy Sud, Electroulaj SA, Poligen Power, Soceram SA, Termoficare Oradea și UATAA Motru.

Pentru stingerea creanțelor generate de supracompensare și bonus necuvenit, din anii anteriori, 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 datorilor 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: *“în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective”* și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin convenite.

Pe rolul Tribunalului Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. 9089/101/2013/a140, având ca obiect “pretenții suma de 86.513”, dosar în care Compania are calitatea de reclamantă, pârata fiind **Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN**.

Prin cererea de chemare în judecată formulată de Transelectrica SA, aceasta a solicitat obligarea pârâtei RAAN la plata sumei de 86.513.

La data de 19.05.2016, Tribunalul Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a pronunțat o încheiere de ședință, prin care a dispus următoarele: “În baza art. 413 pct. 1 C. pr. civ. Dispune suspendarea cauzei până la soluționarea dosarului nr. 3014/2/2014 aflat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție. Cu recurs pe toată durata suspendării. Pronunțată azi 19 mai 2016 în ședință publică.” Termen de judecată la data de 06.06.2019. Precizăm că dosarul nr. 3014/2/2014 aflat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție are ca obiect recurs – anulare Decizie ANRE nr. 743/28.03.2014, iar ca părți RAAN (reclamantă) și ANRE (pârâtă).

Precizăm, de asemenea că, prin încheierea din data de 18.09.2013, pronunțată de Tribunalul Mehedinți, în dosarul nr. 9089/101/2013, s-a dispus deschiderea procedurii generale de insolvență împotriva debitoarei Regia Autonomă pentru Activități Nucleare R.A. (RAAN).

Prin sentința nr. 387/20.03.2014, Tribunalul Mehedinți a confirmat planul de reorganizare al debitoarei Regia Autonomă pentru Activități Nucleare, propus de administratorul judiciar Tudor&Asociații SPRL și votat de Adunarea Generală a Creditorilor conform procesului-verbal din 28.02.2014.

Prin hotărârea intermediară nr. 10/28.01.2016, pronunțată de Tribunalul Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal, judecătorul sindic a dispus începerea procedurii falimentului debitoarei, în temeiul art. 107 alin. 1 lit. C din Lg. 85/2006, precum și dizolvarea debitoarei și ridicarea dreptului de administrare al debitoarei.

Prin Decizia nr. 563/14.06.2016, Curtea de Apel Craiova – Secția a II-a Civilă a respins apelurile formulate împotriva hotărârii intermediare nr. 10/28.01.2016, pronunțată de Tribunalul Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal.

Odată cu depunerea declarației de creanță, în procedura falimentului RAAN, CNTEE Transelectrica SA poate invoca prevederile art. 52 din Legea nr. 85/2006, aplicabilă procedurii falimentului RAAN, prevederi

preluate de art. 90 din Legea nr. 85/2014, privind dreptul creditorului de a invoca compensarea creanței sale cu cea a debitorului asupra sa, atunci când condițiile prevazute de lege în materie de compensare legală sunt îndeplinite la data deschiderii procedurii. Transelectrica SA a fost înscrisă în tabelul debitoarei RAAN cu suma de 11.265 lei, în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului. Din suma solicitată de Companie, 89.361 lei, nu a fost înscrisă în tabelul preliminar de creanțe suma de 78.096 lei, pe motiv că "aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN". Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013.

Ca urmare a înscrierii în parte a sumei totale solicitate de Transelectrica în cuantum de 89.361 lei și a adresei nr. 4162/03.10.2016, prin care lichidatorul judiciar ne comunica faptul că doar suma de 11.265 lei a fost înscrisă în tabelul suplimentar în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului, iar suma de 78.096 lei a fost respinsă, a fost depusă, în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe.

La termenul de judecată din data de 14.02.2019, Tribunalul Mehedinți a dispus conexarea dosarului nr. 9089/101/2013/a152 la dosarul nr. 9089/101/2013/a140 (având ca obiect pretenții – cerere de plată). Judecarea dosarului a fost amânată, întrucât instanța a considerat că este utilă soluționării cauzei prezentarea Deciziei civile nr. 2969/26.09.2018, pronunțată de Înalta Curte de Casație și Justiție în dosarul nr. 3014/2/2014, având ca obiect anulare decizie Președinte ANRE nr. 743/2014.

Soluția Tribunalului Mehedinți: „Admite excepția decăderii. Admite în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta RAAN la plata către reclamant Transelectrica a sumei de 16.950 lei creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. Respinge în rest cererile conexate. În temeiul art. 453 al. 2 C. pr. civ. Obligă pârâta să plătească reclamantei 1 mie lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată azi 20.06.2019 în ședință publică”. Document: Hotărâre 163/2019 20.06.2019.

Transelectrica a declarat apel în termenul legal. Curtea de Apel Craiova a stabilit primul termen de judecată la data de 30.10.2019. Apelul a fost respins ca nefondat. Transelectrica a formulat cerere de revizuire pentru contrarietate de hotărâri, înregistrată sub numărul de dosar 1711/54/2019, cu termen de judecată la data de 26.03.2020 la Curtea de Apel Craiova și care urma să trimită dosarul la Înalta Curte de Casație și Justiție pentru competență soluționare.

În data de 26.03.2020, termenul de judecată a fost preschimbat, următorul fiind în data de 21.05.2020.

La data de 21.05.2020, a fost scoasă cauza de pe rol cu următoarea soluție: s-a admis excepția de necompetență materială a Curții de Apel Craiova și s-a dispus înaintarea cauzei la ICCJ – Secția Contencios Administrativ și Fiscal. Hotărâre 140/21.05.2020. Termen 03.02.2021.

La termenul de judecată din data de 03.02.2021, ICCJ a admis excepția tardivității cererii de revizuire și nu s-a mai pronunțat asupra inadmisibilității acesteia.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte 4 dosare aflate în diferite stadii de judecată.

În dosarul de faliment al RAAN înregistrat sub nr. **9089/101/2013**, Tribunalul Mehedinți a amânat la termenele din 08.10.2020 și 04.02.2021. Soluția pe scurt: s-a acordat termen pentru continuarea procedurilor de lichidare, reprezentarea intereselor debitoarei în litigiile aflate pe rolul instanțelor de judecată, consolidarea masei credale, continuarea măsurilor în vederea recuperării creanțelor, continuarea licitațiilor publice având ca obiect valorificarea bunurilor debitoarei.

La termenul din data de 14.10.2021, se amână cauza, soluția pe scurt fiind: "acordă termen pentru continuarea procedurii, respectiv pentru valorificarea bunurilor și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare."

La termenul din 10.02.2022, se amână cauza, soluția pe scurt fiind: "pentru derularea procedurii, respectiv, valorificarea bunurilor, încasarea creanțelor și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare. se vor cita părțile prin BPI" și se stabilește următorul termen pentru data de 02.06.2022.

Procedura s-a continuat la termenul din 09.02.2023, când instanța a acordat termen la data de **15 iunie 2023** pentru continuarea procedurii, respectiv pentru încasarea creanțelor, valorificarea bunurilor și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare.

- CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu **CET Govora SA** o convenție de compensare și eșalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru perioada 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul 2014 (Convenția nr. C135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015).

Durata convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40.508.

Ca urmare a suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție.

Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. În vederea recuperării creanțelor izvorâte înaintea deschiderii procedurii de insolvență, Compania a urmat procedurile specifice prevăzute de Legea nr. 85/2014 - Legea insolvenței și a solicitat instanței admiterea creanțelor, potrivit legii. Având în vedere cele prezentate, începând cu data de 9 mai 2016, Compania a sistat aplicarea prevederilor art. 17.5 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 achitat lunar către CET Govora bonusul de cogenerare.

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei. Transelectrica a fost înscrisă în Tabelul preliminar și în cel definitiv cu o creanță în valoare totală de 28.200, din care suma de 25.557 este aferentă schemei de sprijin. Menționăm faptul că această creanță în sumă de 21.962 lei, reprezentând debit principal și penalități aferente facturii nr. 8116/08.04.2016 este înscrisă sub condiția suspensivă a pronunțării unei hotărâri judecătorești definitive în favoarea ANRE în dosarul nr. 2428/2/2014 aflat pe rolul Curții de Apel București, având ca obiect anularea deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014.

La termenul din data de 18.07.2018, Tribunalul Vâlcea a pronunțat următoarea soluție:

- Confirmă planul de reorganizare a debitoarei SC CET Govora SA, plan propus de către administratorul judiciar EURO INSOL SPRL, depus la dosar la data de 25 mai 2018 și publicat în Buletinul Procedurilor de Insolvență nr. 11924 din 13 iunie 2018.

- Respinge contestațiile formulate de creditorii Complexul Energetic Oltenia SA, SNTFM CFR Marfă SA, Solek Project Delta SRL, Solek Project Omega SRL, Clean Energy Alternativ SRL și Solar Electric Curțișoara SRL.

- Fixează termen de fond pentru continuarea procedurii la data de 8 oct.2018.

Cu drept de apel în termen de 7 zile de la comunicare, realizată prin Buletinul Procedurilor de Insolvență. Pronunțată în ședință publică azi 18 iulie 2018. Document: Hotărâre: 1196/18.07.2018.

Prin Decizia nr. 766/03.12.2018, Curtea de Apel Pitești a anulat suma de 28.014 – reprezentând obligație înscrisă de Companie în Tabloul Creditorilor (Dosarul nr. 1396/90/2016).

În aceste condiții, Compania a inclus suma de 22.188 aferentă schemei de sprijin în contul debitori diverși, analitic distinct - ANRE, cu impact în poziția netă a schemei de sprijin.

Suma de 22.188 reprezintă creanța de încasat de la CET Govora aferentă schemei de sprijin (în suma de 25.557), corectată cu bonusul reținut de Companie conform art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, în sumă de 3.369.

În data de 25.03.2022, prin Hotărârea Guvernului nr. 409/2022, s-a adoptat modificarea și completarea Hotărârii Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă. Astfel, perioada de aplicare a schemei de sprijin se prelungește până în anul 2033, exclusiv pentru producătorii care îndeplinesc condițiile de accesare a prelungirii schemei de sprijin.

Totodată, se prelungește și închiderea financiară a schemei de sprijin și se va efectua în primul semestru al anului 2034.

Alte creanțe

La data de 31 decembrie 2022, alte creanțe în sumă de **170.993** includ, în principal:

- debitori diverși (**105.853**), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 83.243 (din care suma de 35.351 reprezintă penalități aferente schemei de sprijin). Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: RAAN (16.901), Romelectro (13.424), CET Govora (9.607), Electrocentrale București (9.409), Eco Energy SRL (8.910), Petprod SRL (8.895), Total Electric Oltenia (3.289), Electromontaj (2.739), OPCOM (2.641), ICPE Electrocond (1.004). 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: Next Energy Partners (8.395), Enol Grup (2.541) și Arelco Power (988). 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 filialei în sumă de 4.517, actualizată cu penalitățile de întârziere.
- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de **9.853** reprezentate în principal de: cotizație ENTSO+E aferentă anului 2023 (6.989), chirie și mentenanță clădire birouri (735), cheltuieli privind achiziția de CPT (667), servicii diverse (288), polițe asigurări (254), tarife OPCOM (105) și altele;
- alte creanțe sociale în sumă de **1.855** 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.

Avansuri catre furnizori

La 31 decembrie 2022, avansurile achitate către furnizori sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 697.081 și reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (ICP – Interim Coupling Project, SIDC - Single Intraday Coupling, SDAC - Single Day-ahead Coupling și FBMC – Flow Based Market Coupling) (593.614 – pentru ICP, FBMC și SDAC și 103.363 – pentru SIDC).

Aplicarea mecanismului de cuplare prin preț a început în data de 19 noiembrie 2014, dată la care Proiectul „4 Market Market Coupling (4MMC)” care prevede unirea piețelor de energie electrică PZU (Piața Zilei Următoare) din România, Ungaria, Cehia și Slovacia a intrat în faza de operare. În data de 17 iunie 2021 a avut loc lansarea proiectului Interim Coupling, care reprezintă cuplarea piețelor pentru ziua următoare din țările 4MMC cu cele din Polonia, Austria și Germania.

În cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare, bursele de energie electrică corelează, pe bază de licitații, tranzacțiile cu energie electrică pentru ziua următoare ținând seama de capacitatea de interconexiune pusă la dispoziție de OTS prin care se realizează alocarea implicită a acesteia. CNTEE Transelectrica SA, în calitate de OTS, transferă energia electrică, atât fizic, cât și comercial, către OTS vecin (MAVIR-Ungaria) și administrează veniturile din congestii pe interconexiunea respectivă (art. 139 din Ordinul ANRE nr. 82/2014), iar în relație cu OPCOM SA are calitatea de Participant Implicit la Piața Zilei Următoare.

În calitate de Agent de Transfer și de Participant Implicit, CNTEE Transelectrica SA are sarcina comercială de a deconta energia tranzacționată între OPCOM SA și MAVIR.

În data de 19 noiembrie 2019 a avut loc lansarea celui de-al doilea val în cadrul soluției unice europene de cuplare a piețelor intrazilnice (SIDC – Single Intraday Coupling), cu primele livrări în data de 20 noiembrie. Șapte țări - Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Ungaria, Polonia, România și Slovenia s-au alăturat celor paisprezece țări - Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Olanda, Portugalia, Spania și Suedia, care funcționează deja în regim cuplat din iunie 2018.

Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piața 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.

În calitate de Agent de Transfer, CNTEE Transelectrica SA are sarcina comercială de a deconta energia tranzacționată între OPCOM SA, MAVIR și IBEX.

Data de 28 octombrie 2021 reprezintă startul noii cuplări de succes SDAC Single Day-ahead Coupling, rezultatul cooperării dintre Operatorii Desemnați ai Pieței de Energie Electrică (OPEED) și Operatorii de

transport și sistem (OTS) din Bulgaria și România, respectiv IBEX EAD, OPCOM SA, ESO EAD și CNTEE Transelectrica SA. Scopul SDAC este de a crea o piață de energie pan-europeană unică transfrontalieră pentru ziua următoare. O piață pentru ziua următoare integrată crește eficiența generală a tranzacționării prin promovarea concurenței efective, creșterea lichidității și permiterea unei utilizări mai eficiente a resurselor de producere în întreaga Europă.

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

Lansarea cuplării pieței de energie pe bază de fluxuri în regiunea Core, în data de 08 iunie 2022, a reprezentat tranziția de la mecanismul de cuplare ICP – Interim Coupling Project la FBMC – Flow Based Market Coupling, optimizând piața europeană de energie electrică pentru 13 țări: Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia.

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

TVA de recuperat

TVA de recuperat (292.265) – sumă aferentă deconturilor pentru perioada septembrie - decembrie 2022 și octombrie 2020. În data de 13 ianuarie 2023, s-a încasat de la stat suma de 194.296, reprezentând taxa pe valoare adăugată solicitată la rambursare aferentă lunilor septembrie și octombrie 2022.

Ajustări pentru deprecierea creanțelor comerciale, a creanțelor comerciale incerte și pentru alte creanțe incerte

Politica Grupului este a de a înregistra ajustări de depreciere pentru pierdere de valoare în cuantum de 100% pentru clienții în litigiu, în insolvență și în faliment și 100% din creanțele comerciale și alte creanțe neîncasate într-o perioadă mai mare de 180 zile, cu excepția creanțelor restante generate de schema de sprijin de tip bonus.

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2022, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru CET Govora (25.077), Eco Energy SRL (24.736), Petprod SRL (23.540), Arelco Power (14.788), Total Electric Oltenia SA (14.186), Romenergy Industry (13.513), Romelectro SA (13.429), Elsaco Energy (9.276), RAAN (8.517), Next Energy Partners SRL (8.395).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Grupul a luat măsuri de acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

11. NUMERAR ȘI ECHIVALENTE DE NUMERAR

Numerarul și echivalentele de numerar includ soldurile numerarului, depozitelor la vedere și a depozitelor cu maturități inițiale de până la 90 zile de la data constituirii care au o expunere nesemnificativă la riscul de modificare a valorii juste, fiind utilizate de Grup pentru managementul angajamentelor pe termen scurt.

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, numerarul și echivalentele de numerar se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Conturi curente la bănci și depozite, din care:	333.515	264.498
<i>a) conturi curente la bănci și depozite activitatea curentă</i>	<i>180.843</i>	<i>52.313</i>
<i>b) conturi curente la bănci și depozite restrictonate, din care</i>	<i>152.673</i>	<i>212.185</i>
- numerar și depozite din cogenerare de înaltă eficiență	96.436	157.024
- numerar din veniturile aferente alocării capacităților de interconexiune utilizate pentru investiții în rețea	444	3.155
- numerar din taxa de racordare	21.724	30.164

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
- fonduri europene	25	287
- alte conturi restricționate (garanții piețe de energie și dividende)	34.043	21.555
Casa	166	157
Alte echivalente de numerar	0	1
Total	333.681	264.656

12. ALTE ACTIVE FINANCIARE

Alte active financiare includ depozitele bancare cu maturitate inițială mai mare de 90 zile.
 La 31 decembrie 2022 nu sunt constituite depozite bancare cu maturitate inițială mai mare de 90 zile.

13. CAPITALURI PROPRII

Capitalul social

În conformitate cu prevederile OUG nr. 86/2014 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, la data de 20 februarie 2015 a fost înregistrat în Registrul acționarilor Companiei transferul celor 43.020.309 acțiuni din contul Statului Român din administrarea Secretariatului General al Guvernului, în contul Statului Român în administrarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului.

În baza prevederilor art. 2 din OUG nr. 55/19 noiembrie 2015 privind stabilirea unor măsuri de reorganizare la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea unor acte normative, a fost înființat Ministerul Economiei, Comerțului și Relațiilor cu Mediul de Afaceri (MECRMA), prin reorganizarea și preluarea activităților Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului, care s-a desființat, și prin preluarea activității și a structurilor în domeniul întreprinderilor mici și mijlocii și mediului de afaceri de la Ministerul Energiei, Întreprinderilor Mici și Mijlocii și Mediului de Afaceri.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Compania a funcționat sub autoritatea Ministerului Economiei până la data de 5 noiembrie 2019.

În temeiul Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 68/2019 pentru stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative, publicată în Monitorul Oficial nr. 898/06.11.2019, începând cu data de 6 noiembrie 2019, exercitarea drepturilor și îndeplinirea obligațiilor ce decurg din calitatea de acționar a statului la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. se realizează de către Secretariatul General al Guvernului.

La data de 14.11.2019, Depozitarul Central S.A. a înregistrat transferul unui număr de 43.020.309 acțiuni (reprezentând 58,69% din capitalul social) emise de CNTEE Transelectrica SA, din contul Statului Român prin Ministerul Economiei în contul Statului Român reprezentat de Guvern prin Secretariatul General la Guvernului, ca urmare a punerii în aplicare a prevederilor Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 68/06.11.2019 privind stabilirea unor măsuri la nivelul administrației publice centrale și pentru modificarea și completarea unor acte normative.

La 31 decembrie 2022, acționarii CNTEE Transelectrica SA sunt: Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului care deține un număr de 43.020.309 acțiuni (58,69%), NN Group NV cu un număr de 4.007.688 acțiuni (5,47%), PAVAL HOLDING cu un număr de 4.753.567 acțiuni (6,49%), alți acționari Persoane Juridice cu un număr de 16.006.932 acțiuni (21,83%) și alți acționari Persoane Fizice cu un număr de 5.514.646 acțiuni (7,52%).

La sfârșitul fiecărei perioade de raportare, capitalul social subscris și vărsat integral al Companiei, în sumă de 733.031 este împărțit în 73.303.142 acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 lei/acțiune și corespunde cu cel înregistrat la Oficiul Registrului Comerțului.

Structura acționariatului la 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021 este următoarea:

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

A acționar	31 decembrie 2022		31 decembrie 2021	
	Număr de acțiuni	% din capitalul social	Număr de acțiuni	% din capitalul social
Statul Român prin SGG	43.020.309	58,69%	43.020.309	58,69%
Alți acționari persoane juridice	16.006.932	21,83%	16.172.331	22,05%
PAVAL HOLDING	4.753.567	6,49%	4.753.567	6,49%
Fondul de pensii administrat privat NN	4.007.688	5,47%	4.007.688	5,47%
Alți acționari persoane fizice	5.514.646	7,52%	5.349.247	7,30%
Total	73.303.142	100,00%	73.303.142	100,00%

Compania recunoaște modificările în capitalul social în condițiile prevăzute de legislația în vigoare și numai după aprobarea lor în Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor și înregistrarea acestora la Oficiul Registrului Comerțului.

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, capitalul social se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Capital social (valoare nominală)	733.031	733.031
Soldul capitalului social	733.031	733.031

Acționarii au dreptul la dividende și fiecare acțiune conferă un drept de vot în cadrul adunărilor Companiei.

În cursul anului 2022 Compania nu a acordat dividende din profitul net al anului 2021.

Prima de emisiune

Toate acțiunile emise în cadrul majorării de capital social ce a avut loc prin oferta publică inițială primară în anul 2006 au fost subscribe și plătite integral la prețul de emisiune. Prima de emisiune în valoare de 49.843, respectiv diferența dintre prețul de emisiune a acțiunilor și valoarea nominală a acestora a fost înregistrată în contul de rezerve al Companiei.

Rezerve legale

Rezervele legale în sumă de: 146.606 la 31 decembrie 2022 și 137.927 la 31 decembrie 2021, reprezintă rezerve legale constituite conform legislației în vigoare aplicabilă și nu pot fi distribuite.

Compania transferă către rezerva legală cel puțin 5% din profitul anual contabil (OUG nr. 64/2001, Legea nr. 227/2015 și Legea nr. 31/1991) până când soldul cumulativ atinge 20% din capitalul social vărsat.

La 31 decembrie 2022, soldul rezervei legale cumulativ a atins a cincea parte din capitalul social vărsat.

Rezerve din reevaluare

Rezervele din reevaluare sunt în sumă de 734.233 la 31 decembrie 2022 și în sumă de 801.800 la 31 decembrie 2021. Ultima reevaluare a instalațiilor tehnice și mijloacelor de transport a fost efectuată la 31 decembrie 2019 de către SC JPA Audit & Consultanță SRL, evaluator independent autorizat de către Uniunea Națională a Evaluatorilor Autorizați din România.

Alte rezerve

La 31 decembrie 2022, alte rezerve sunt în sumă de 39.351 față de 31.186 la 31 decembrie 2021. Creșterea soldului altor rezerve la 31 decembrie 2022 comparativ cu 31 decembrie 2021 se datorează, în principal, subvențiilor primite pentru:

- 3.280 - Relocare rețele înaltă tensiune LEA 220 kV Lotru-Sibiu Sud între stâlpii nr. 259 - 263 bis;
- 2.144 - Racordare la RET a locului de producere CCC 430 MW Iernut aparținând SNGN Romgaz SA - SPEE Iernut;
- 987 – Proiectare și execuție Drum Expres Craiova - Pitești Tronson 1- Racordare la RET a stâlpilor metalici nr. 26-26A în LEA 220 kV simplu circuit - Craiova Nord - Tr. Măgurele;
- 658 - 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;
- 551 – Reglementare LEA 400 kV Bradu – Brașov - deschidere stâlpilor nr. 393, 394 și 395;

- 546 – Relocare rețele înaltă tensiune LEA 220 kV Alba-Iulia-Gâlceag, Alba-Iulia-Șușag, Autostrada Sebeș-Turda.

Rezultatul reportat

Rezultatul reportat la data de 31 decembrie 2022 este în sumă de 2.201.628.

La data de 31 decembrie 2022, Compania înregistrează un rezultat reportat pozitiv datorat, în principal, transferului rezervelor din reevaluare pe măsura amortizării mijloacelor fixe în rezultatul reportat în sumă de 67.567.

La data de 31 decembrie 2022, pierderea actuarială înregistrată în rezultatul reportat este în sumă de 10.575. Această sumă a rezultat în urma aplicării prevederilor IAS 19 – Beneficiile angajaților (Nota 16).

Repartizarea profitului net al Transelectrica la data de 31 decembrie 2022

Din profitul net contabil realizat la data de 31 decembrie 2022 în sumă de 514.573, se repartizează la “Alte rezerve” suma de **403.069**, din care:

- suma de 71.850, care reprezintă repartizarea la rezerve a sumei profitului pentru care s-a beneficiat de scutire de impozit pe profit, mai puțin partea aferentă rezervei legale, începând cu data de 1 iulie 2014, conform prevederilor art. 22 din Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare;
- suma de 331.219, care reprezintă repartizarea veniturilor nete din alocarea capacităților de interconexiune realizate în anul 2022. În conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 943/2019 și Ordinul ANRE nr. 171/2019, veniturile din alocarea capacităților de interconexiune se utilizează pentru realizarea de investiții în rețeaua electrică de transport pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune.

Propunerea de repartizare pe destinațiile legale a profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2022, în sumă de 514.573, este următoarea:

Nr. crt.	Destinația	Sumă
1	Profit contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2022	514.573
	<i>Repartizare profit contabil pe următoarele destinații:</i>	-
a	Rezerva legală - până când soldul cumulată atinge 20% din capitalul social vărsat	8.679
b	Alte rezerve reprezentând facilități fiscale – scutirea de plată a impozitului pe profitul reinvestit	71.850
c	Alte repartizări prevăzute de lege - venituri realizate în anul 2022 din alocarea capacității de interconexiune (net de impozitul pe profit și de rezerva legală)	331.219
2	Profit rămas de repartizat (1-a-b-c)	102.825
d	Participarea salariaților la profit	-
e	Dividende cuvenite acționarilor	52.045
f	Alte rezerve constituite ca surse proprii de finanțare	50.779
g	Profit nerepartizat	-
3	Total repartizări (a+b+c+e+f)	514.573

Propunerea repartizării profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31 decembrie 2022 respectă prevederile legislației în vigoare, respectiv:

- OG nr. 64/2001 – privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, aprobată cu modificări prin Legea nr. 769/2001, cu modificările și completările ulterioare;
- OMFP nr. 144/2005 – privind aprobarea Precizărilor pentru determinarea sumelor care fac obiectul repartizării profitului conform OG nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, aprobată cu modificări prin Legea nr. 769/2001, cu modificările și completările ulterioare;
- OMFP nr. 128/2005 privind unele reglementări contabile aplicabile agenților economici;
- Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare;

- Regulamentul (UE) nr. 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică;
- Ordinul ANRE nr. 171/2019, cu modificările și completările ulterioare privind aprobarea Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice;
- Referatul pentru aprobarea ordinului privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice, a componentelor tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (Tg) și de extragere a energiei electrice din rețea (TI), a tarifului pentru serviciul de sistem și a prețului pentru energia electrică reactivă, practicate de CNTEE Transelectrica SA, valabile de la 1 ianuarie 2022, transmis de ANRE cu adresa nr. 148981/13.12.2021, completat cu Referatul nr. 76336/20.04.2022 cu privire la calculația tarifelor de transport al energiei electrice, cu aplicare de la 1 aprilie 2022;
- Bugetul de venituri și cheltuieli aprobat prin Hotărârea AGA nr. 1/25.02.2022 și rectificat prin Hotărârea AGOA nr. 8/29.09.2022.

Astfel, profitul contabil pe anul 2022 rămas după deducerea impozitului pe profit se repartizează pe următoarele destinații:

✓ *rezerva legală în sumă de 8.679* - determinată în cota de 5% aplicată asupra profitului contabil, până ce aceasta a atins a cincea parte a capitalului social subscris și vărsat, conform prevederilor art. 26 alin. (1) lit. a) din Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare și a Legii nr. 31/1991 privind societățile comerciale;

✓ *alte rezerve reprezentând facilități fiscale prevăzute de lege în sumă de 71.850* - reprezentate de scutirea de la plată a impozitului pe profitul reinvestit, în conformitate cu prevederile art. 22 din Legea nr. 227/2015 privind Codul fiscal, cu modificările și completările ulterioare;

✓ *alte repartizări prevăzute de lege în sumă de 331.219* - reprezentate de veniturile realizate în anul 2022 din alocarea capacității de interconexiune (sume nete de impozitul pe profit și de rezerva legală), repartizate conform prevederilor art. 1 lit. d) din OG nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, cu modificările și completările ulterioare, coroborat cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 943/2019 și ale Ordinului ANRE nr. 171/2019 care prevăd utilizarea veniturilor din alocarea capacităților de interconexiune pentru realizarea de investiții în rețea pentru menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune.

✓ *dividendele cuvenite acționarilor în sumă de 52.045* - urmează a fi repartizate în conformitate cu Hotărârea Adunării Generale a Acționarilor.

Valoarea dividendelor reprezintă 50,62% din profitul contabil rămas după deducerea impozitului pe profit și acoperirea destinațiilor de la punctele a), b) și c).

Cu privire la stabilirea valorii dividendelor brute cuvenite acționarilor se va ține cont de numărul de acțiuni existent la data întocmirii situațiilor financiare ale anului 2022, respectiv 73.303.142 acțiuni, iar dividendul brut pe acțiune va fi stabilit considerând două zecimale după virgulă.

✓ *alte rezerve constituite ca surse proprii de finanțare în sumă de 50.779* – reprezintă profitul nerepartizat pe destinațiile prezentate în tabelul de mai sus, literele a), b), c) și e)

14. VENITURI IN AVANS

Veniturile în avans sunt reprezentate în principal de: tariful de racordare, alte subvenții pentru investiții, fonduri europene nerambursabile încasate de la Ministerul Fondurilor Europene, precum și venituri din utilizarea capacității de interconexiune.

Situația veniturilor în avans la 31 decembrie 2022 se prezintă, astfel:

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2022	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	Din care porțiunea pe termen scurt la 31 decembrie 2021
Venituri înregistrate în avans -alocare capacitate din interconexiune	16.227	16.227	7.649	7.649
Venituri înregistrate în avans - fonduri europene	1.477	1.477	2.076	2.076
Fonduri din tarif de racordare	256.399	14.762	260.881	14.814
Fonduri Europene	181.972	2.884	178.667	6.138
Alte subvenții	22.472	4.170	25.902	1.060
Total	478.547	39.520	475.175	31.738

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în cursul anului 2021 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Sold la 1 ianuarie	31.738	29.393
Încasări în avans aferente capacității de interconexiune	115.266	38.428
Încasări din fonduri europene	680	1.092
Transfer din venituri în avans pe termen lung (tarif de racordare)	(197)	(2.914)
Venituri din utilizarea capacității de interconexiune	(106.688)	(33.452)
Venituri din fonduri europene	(1.279)	(809)
Sold la sfârșitul perioadei	39.520	31.738

Evoluția **veniturilor în avans pe termen scurt** în perioada ianuarie - decembrie 2022 se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Sold la 1 ianuarie	443.437	352.029
Subvenții racordare	3.145	3.662
Fonduri nerambursabile	(9.586)	(93.133)
Fonduri nerambursabile de restituit	-	-
Transfer din venituri în avans pe termen scurt	27.535	203.483
Reluarea la venituri a subvențiilor	(25.503)	(22.603)
Sold la sfârșitul perioadei	439.028	443.437

15. ÎMPRUMUTURI

Împrumuturi pe termen lung

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, soldul împrumuturilor pe termen lung contractate de la instituțiile de credit se prezintă, după cum urmează:

Descriere	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
BEI 25709 (i)	35.731	47.648
BEI 25710 (i)	43.713	55.666
Total împrumuturi pe termen lung de la instituțiile de credit, din care:	79.444	103.314
Mai puțin: Porțiunea curentă a împrumuturilor pe termen lung	(23.856)	(23.859)
Total împrumuturi pe termen lung, net de ratele curente	55.588	79.455

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Situația împrumuturilor pe termen lung la data de 31.12.2022:

Nr. crt.	Denumire Împrumut	Data acordării	Valoare Împrumut (valută)	Sold la 31.12.2022 (valută)	Sold la 31.12.2022 (RON)	Rată dobândă	Maturitate conform împrumut
1	BEI 25709	05.08.2010	32.500.000,00 EUR	7.222.222 EUR	35.731.223	3,596%	10.09.2025
2	BEI 25710	05.08.2010	32.500.000,00 EUR	8.835.470 EUR	43.712.604	3,856% și 2,847%	11.04.2028
TOTAL					79.443.827		

Împrumuturile pe termen lung sunt detaliate, după cum urmează:

a) și b) Împrumut acordat de Banca Europeană de Investiții (BEI)

Împrumuturile nr. BEI 25709 și BEI 25710 au fost acordate de BEI la 5 august 2010 pentru a finanța modernizarea și reabilitarea Rețelei Electrice de Transport din România. Valoarea fiecărui împrumut este de 32.500 EUR.

Împrumutul nr. 25709 nu este garantat, în timp ce împrumutul nr. 25710 este garantat de BNP Paribas SA - Sucursala București. Perioada de rambursare este de 15 ani, cu o perioadă de grație de 2 ani. Rambursarea se face începând din 2012 și până în 2025 pentru împrumutul BEI 25709 (pe 10 martie și 10 septembrie a fiecărui an) și începând cu 2013 și până în 2028 pentru împrumutul BEI nr. 25710 (pe 11 aprilie și 11 octombrie a fiecărui an). Rata dobânzii este 3,596% pentru împrumutul BEI 25709, iar pentru împrumutul BEI 25710 este de 3,856% și 2,847%.

Suma datorată la 31 decembrie 2022 pentru împrumutul BEI 25709 este de 7.222 EUR și pentru împrumutul BEI 25710 este de 8.835 EUR.

Acordul de împrumut BEI 25709 cuprinde anumite clauze financiare: (i) raportul dintre EBITDA și dobânzile aferente împrumuturilor pe termen lung plătite în cursul anului trebuie să fie cel puțin 4,2; (ii) raportul dintre obligațiile pe termen lung și capitalurile proprii trebuie să nu depășească 0,95; (iii) raportul dintre datoria totală netă și EBITDA să fie de maxim 3,5.

Împrumutul BEI 25710 este garantat de către BNP Paribas SA - Sucursala București. Contractul de garantare a fost încheiat la 20.12.2019 pentru o perioadă de 3 ani, comision de garantare de 0,40% pe an, calculat la 115% la valoarea creditului rămas de rambursat. În data de 31.10.2022, a fost semnat amendamentul nr. 2, amendament ce asigură garantarea creditului BEI 25710 până la 11.11.2028. Pentru această perioadă, comisionul de garantare este de 0,6% pe an, calculat la 115% la valoarea creditului rămas de rambursat.

La data de 31 decembrie 2022, indicatorii financiari aferenți contractelor de credit au fost îndepliniți.

Porțiunea pe termen lung a împrumuturilor va fi rambursată, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Între 1 și 2 ani	23.856	23.859
Între 2 și 5 ani	31.256	54.168
Peste 5 ani	476	1.427
Total	55.588	79.455

Grupul nu a efectuat activități de acoperire împotriva riscurilor aferent obligațiilor sale în monedă străină sau expunerii la riscurile asociate ratei dobânzii.

Toate împrumuturile pe termen lung aflate în sold la 31.12.2022 sunt purtatoare de dobândă fixă.

Împrumuturi pe termen scurt

Împrumuturile pe termen scurt sunt detaliate, după cum urmează:

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Porțiunea curentă a creditelor pe termen lung	23.856	23.859
Credite bancare pe termen scurt	67.618	-
Linii de credit SMART	5.701	2.707
Dobânzi aferente împrumuturilor pe termen lung și scurt	775	1.013
Total împrumuturi pe termen scurt	97.950	27.579

Împrumuturi contractate pentru activitatea curentă

La data de 30.03.2022, Transelectrica a încheiat contractul de credit nr. **C624 cu Banca Comercială Română** pentru o perioadă de 12 luni pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub formă de descoperit de cont, în sumă de 175 milioane lei, cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0% și un comision de 0,088%.

Linia de credit este garantată prin:

- ipotecă mobilă asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobilă asupra creanțelor rezultate din contractele privind contribuția pentru cogenerare de înaltă eficiență încheiate cu Electrica Furnizare SA, Enel Energie SA, Enel Energie Muntenia SA, EON Energie România SA.

La data de 31 decembrie 2022, linia de credit nu este utilizată.

La data de 10.03.2022, Transelectrica a încheiat contractul de credit nr. **C588 cu Banca Transilvania** pentru o perioadă de 12 luni pentru finanțarea capitalului de lucru al Companiei, în sumă de 200 milioane lei cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă de 0,05%.

Contractul de credit în sumă de 200 milioane lei are următoarea structură:

- 175 milioane lei – linie de credit revolving utilizată pentru acoperirea nevoilor temporare de capital de lucru pentru achitarea în termen a obligațiilor scadente ale Companiei, cu o perioadă de utilizare de 12 luni, până la data de 09.03.2023;
- 25 milioane lei sub forma unui plafon pentru emitere scrisori de garanție bancară, cu o perioada de emitere scrisori de 12 luni și o valabilitate a scrisorilor de 24 luni.

Linia de credit este garantată prin:

- ipotecă mobilă asupra contului bancar deschis la bancă;
- ipotecă mobilă asupra creanțelor rezultate din contractul privind asigurarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem încheiat cu Electrica Furnizare SA, Enel Energie SA.

La data de 09.05.2022, Transelectrica a încheiat Actul Adițional nr. 1 la contractul de credit nr. C588 încheiat cu Banca Transilvania, având ca obiect prelungirea valabilității utilizării liniei de credit la 24 luni. Iar la data de 16.06.2022, a fost încheiat Actul Adițional nr. 2 având ca obiect majorarea plafonului pentru emitere scrisori de garanție bancară de la 25 milioane lei la 40 milioane lei.

Până la data de 31 decembrie 2022, s-au efectuat trageri din linia de credit în sumă de 67.618.

În luna noiembrie 2021, SMART SA a contractat o nouă facilitate de tip linie de credit revolving de la Banca Românească în valoare de 12.000 lei pentru finanțarea activității curente și refinanțarea liniei de credit deținute la Libra Internet Bank, pe o perioada de 12 luni cu scadență în 23 noiembrie 2022.

În data de 22 noiembrie 2022 Filiala a majorat plafonul liniei de credit cu 3 mil lei până la valoarea totală de 15 mil lei și a prelungit cu 12 luni durata acesteia, următoarea scadență fiind în data de 22.11.2023.

16. OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

Prin Decizia nr. 3807 din 27 iunie 2022 a Înaltei Curți de Casație și Justiție - Secția de contencios administrativ și fiscal, a fost anulată Hotărârea Guvernului nr. 1041/2003 privind unele măsuri de reglementare a facilităților acordate pensionarilor din sectorul energiei electrice, respectiv Hotărârii nr. 1461/2003, de modificare a HG nr. 1041/2003, începând cu data de 12.10.2022.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

În acest sens, Compania nu mai acordă beneficii foștilor salariați, după pensionare, privind decontarea facturilor pentru energia electrică consumată începând cu data de 12.10.2022.

Conform contractului colectiv de muncă, aplicabil în anul 2022, Compania furnizează beneficii pe termen lung atât salariaților, în funcție de vechimea în muncă și vechimea în cadrul Companiei, cât și foștilor salariați, după pensionare, pentru decontarea facturilor pentru energia electrică consumată până la 12.10.2022. Beneficiile acordate angajaților cu funcții de conducere sunt prezentate în *Nota 31 - Salarizarea conducerii Companiei*.

Beneficiile pe termen lung acordate de Companie cuprind, următoarele:

- premii de pensionare care variază de la 1 la 5 salarii de bază brute lunare în funcție de numărul de ani de vechime în Companie la data pensionării;
- prime jubiliare între 1 și 5 salarii de bază brute lunare în funcție de numărul de ani vechime în cadrul Companiei;
- energie electrică gratuită acordată după pensionare de 1.200 kWh/an, până la data de 12.10.2022.

Calculule actuariale referitoare la beneficiile post angajare și la alte beneficii pe termen lung au fost determinate de către un actuar autorizat, în baza contractului de servicii încheiat cu VIREO SRL.

Obligațiile privind beneficiile angajaților se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Prime jubiliare	46.370	32.246
Prime de pensionare	32.424	18.127
Energie electrică gratuită acordată actualilor angajați și angajaților pensionați	8.087	24.801
Beneficii pentru terminarea contractului de muncă	-	-
Prime de maternitate	-	99
Total	86.881	75.272

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, Grupul are o obligație privind beneficiile pe termen lung acordate angajaților în sumă de 86.881 și respectiv 75.272.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

OBLIGAȚII PRIVIND BENEFICIILE ANGAJAȚILOR

	31 Decembrie 2021	Costul dobânzii	Costul serviciului curent	Plățile din provizion	Pierdere actuarială afereantă perioadei	31 Decembrie 2022
Beneficiile aferente jubileelor ce vor fi acordate angajaților actuali	32.246	1.291	2.078	(3.280)	14.035	46.370
Beneficiile aferente concediilor de maternitate ce vor fi acordate angajaților actuali	99	-	-	-	(99)	-
Beneficiile aferente primelor acordate la ieșirea la pensie a angajaților actuali	18.127	726	1.648	(1.451)	13.375	32.424
Beneficiile aferente primelor acordate pentru terminarea contractului de muncă	-	-	-	-	-	-
Beneficii aferente contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor angajați la ieșirea la pensie	7.864	91	78	-	(6.155)	1.878
Beneficiile aferente achitării contravalorii energiei electrice ce va fi achitată actualilor pensionari	16.937	278	-	(425)	(10.582)	6.208
Total	75.272	2.386	3.803	(5.156)	10.575	86.881

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

17. a. DATORII COMERCIALE ȘI ALTE DATORII

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, datoriile comerciale și alte datorii se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Furnizori piața de energie	1.956.548	1.893.042
Furnizori de imobilizări	134.881	140.688
Furnizori alte activități	34.554	27.688
Sume datorate angajaților	11.220	10.610
Alte datorii	1.214.971	935.109
Total	3.352.175	3.007.137

La data de 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, datoriile aflate în sold pe piața de energie sunt în sumă de 1.956.548.071, respectiv 1.896.042.316, prezintă următoarea structură:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Furnizori piața de energie electrică, din care:		
- furnizori – activitate operațională – energie	1.336.903	1.125.211
- furnizori - piața de echilibrare	583.098	549.941
- furnizori din schema de sprijin de tip bonus	36.547	217.890
pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență		
Total	1.956.548	1.893.042

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: IBEX, MAVIR, Hidroelectrica SA, OPCOM, Joint Allocation Office, S Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București SA, ELEKTROENERGIEN SISTEMEN OPERATOR EAD, CIGA Energy SA, Electrica Furnizare SA. La 31 decembrie 2022, ponderea acestora în total furnizori de energie este de 91.73%.

Creșterea soldului "datoriilor aferente activității operaționale" a fost determinată în principal de creșterea în trimestrul IV al anului 2022 a volumului tranzacțiilor rezultate din cuplarea piețelor de energie electrică.

Creșterea soldului "datoriilor aferente pieței de echilibrare" a fost determinată de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate pe piața de echilibrare în trimestrul IV al anului 2022, comparativ cu trimestrul IV al anului 2021.

Scăderea "datoriilor aferente schemei de sprijin" către furnizori (producători) a fost determinată de scăderea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din luna decembrie 2022, față de luna decembrie 2021.

La data de 31 decembrie 2022, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 35.549 (RAAN – 32.180 și CET Govora SA – 3.369), reprezentând bonusul lunar de cogenerare, ante-supracompensarea pentru anii 2014 și 2015, bonusul neacordat pentru anul 2015. Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de RAAN și CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât furnizorii (producătorii) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

Compania a solicitat furnizorilor (producătorilor) care nu au achitat facturile de supracompensare, acordul pentru efectuarea compensării datoriilor reciproce la nivelul minim al acestora prin Centrul de Pregătire pentru Personalul din Industrie Bușteni - Sucursala București care gestionează unitar toate informațiile primite de la contribuabili, în baza prevederilor HG nr. 773/2019.

Producătorii (RAAN, CET Govora) nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, motiv pentru care 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: "în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective" și a reținut de la plată

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

sumele aferente schemei de sprijin convenite.

CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu CET Govora SA o convenție de compensare și eșalonare la plată a sumelor reprezentând creanțe din contravaloarea supracompensării pentru 2011-2013 și a bonusului necuvenit pentru anul 2014 (Convenția nr. C 135/30.06.2015 și Actul adițional nr. 1/04.08.2015). Durata Convenției a fost de 1 an (perioada iulie 2015-august 2016) și a prevăzut dreptul Companiei de a calcula și încasa penalități pe perioada eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40.508.

În urma suspendării în instanță, prin Sentința civilă nr. 3185/27.11.2015, a Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 prin care a fost stabilită valoarea supracompensării pentru perioada 2011-2013, CET Govora SA nu a mai respectat obligațiile asumate prin Convenție. Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. Având în vedere prevederile Legii nr. 85/2014 - Legea insolvenței, Compania a sistat, începând cu data de 9 mai 2016, aplicarea prevederilor art. 17.5 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 achită lunar către CET Govora bonusul de cogenerare convenit de aceasta. Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora. Astfel, începând cu data de 05.10.2016, efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai sunt suspendate, producând efecte pe deplin.

În aceste condiții, Compania aplică dispozițiile art. 17 alin 5 din Ordinul ANRE nr. 116/ 2013 pentru datoriile și creanțele reciproce născute ulterior procedurii insolvenței, în sensul reținerii bonusului datorat CET Govora SA până la concurența sumelor aferente schemei de sprijin neachitate Companiei.

Diminuarea soldului "**furnizorilor de imobilizări**" la 31 decembrie 2022 față de 31 decembrie 2021 s-a datorat efectuării plăților ajunse la scadență.

Datoriile către "**furnizori alte activități**" sunt reprezentate în principal de datoriile aferente serviciilor prestate de către terți, neajunse la scadență, datorii care au înregistrat o creștere față de 31 decembrie 2021.

La 31 decembrie 2022, Compania nu înregistrează datorii restante către furnizori (bugetul de stat, bugetul local sau alte instituții publice).

Structura datoriilor înregistrate în „**alte datorii**” se prezintă, astfel:

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Creditori diverși	389.853	145.712
Clienți-creditori	770.851	751.982
Dividende de plată	148	234
Alte datorii	54.119	37.180
Total	1.214.971	935.109

„**Creditorii diverși**”, în sumă de **389.853** la 31 decembrie 2022, reprezintă, în principal:

- ✓ poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 380.229.

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- valoarea contribuției de 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

- ✓ 6.382 contracte de studii de soluție pentru racordarea la RET,
- ✓ 1.436 redevență trim IV 2022 și altele.

“**Clienții creditori**”, la data de 31 decembrie 2022, sunt în sumă de **770.851**, din care 770.033 reprezintă sume încasate în avans de la OPCOM (532.398), MAVIR (212.448.453), IBEX (24.540.513) și JAO (646.350) în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling) SDAC (Single Day-ahead Coupling) și FBMC (Flow Based Market Coupling).

La 31 decembrie 2022, **dividendele cuvenite** acționarilor Companiei și neplătite sunt în sumă de **148**. Aceste sume se află la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.

”**Alte datorii**” în sumă de **54.119** sunt reprezentate în principal de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 34.928, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 16.860 și altele.

17.b DATORII LEASING - CLĂDIRI

La 31 decembrie 2022, **datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri**, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este după cum urmează:

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Datorii - Leasing clădiri pe termen scurt	9.141	8.966
Datorii - Leasing clădiri pe termen lung	15.949	24.656
Total	25.090	33.622

18. PROVIZIOANE

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, situația provizioanelor se prezintă, astfel:

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Provizioane pentru litigii	26.060	32.379
Provizioane pentru contracte mandat	43.339	20.478
Alte provizioane	2.158	805
Total	71.557	53.662

Provizioanele pentru litigii aflate în sold la 31.12.2022, în sumă de 26.060, sunt reprezentate în principal de provizioanele constituite pentru următoarele litigii:

- *Dosarul 36755/3/2018 – reclamant Conaid Company SRL (17.216)* – mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 28 – Angajamente și contingente.
- *Dosarul 15561/3/2022 – reclamant SMART SA (4.467)* – mai multe detalii cu privire la acest dosar sunt prezentate la Nota 28 – Angajamente și contingente.
- *Dosar nr. 3083/3/2020 - reclamant NUCLEARELECTRICA SA (1.473)*

În data de 26.06.2020, Nuclearelectrica a chemat în judecată Compania pentru plata sumei de 1.291 reprezentând dezechilibru negativ și 182, dobândă legală.

După mai multe termene în care a fost amânată cauza (26.06.2020, 16.10.2020, 11.12.2020), din diverse motive, la termenul din 22.12.2020, Instanța a obligat Compania la plata către reclamantă a sumei de 1.291, cu titlu de daune interese compensatorii, la plata actualizării acestei sume cu rata inflației de la data de 27.09.2018 și până la data plății efective, la plata sumei de 182 reprezentând dobândă legală penalizatoare calculată de la data de 27.09.2018 și până la data de 31.01.2020, precum și la plata în continuare a dobânzii legale penalizatoare, calculată de la data de 01.02.2020 și până la data plății efective. De asemenea, a obligat pârâta la plata către reclamantă a sumei de 23, cu titlu de cheltuieli de judecată, constând în taxă judiciară de timbru. A respins cererea pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată, ca neîntemeiată. Cu drept de apel în termen de 30 de zile de la comunicare. (Hotărâre 2698/22.12.2020).

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

CNTEE Transelectrica SA a făcut apel. În ședința din data de 25.11.2021, Curtea de Apel București admite apelul. Schimbă în parte sentința civilă apelată, în sensul că: Respinge ca neîntemeiată cererea de chemare în judecată. Menține dispoziția primei instanțe de respingere ca neîntemeiată a cererii pârâtei privind plata cheltuielilor de judecată. Obligă intimata-reclamantă la plata către apelanta-pârâtă a sumei de 20.592 cu titlu de cheltuieli de judecată în apel. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă.

Nuclearelectrica a declarat recurs, care se află în procedura de filtru.

"Provizioanele pentru contracte de mandat" în sumă de 43.339, la data de 31 decembrie 2022, reprezintă:

- remunerarea administratorilor executivi și neexecutivi (componenta variabilă aferentă pachetelor OAVT alocate și nevalorificate pe perioada mandatelor executate în perioada 2013-2017);

- remunerația reprezentând componenta variabilă, compensația de neconcurență și a celei aferentă indemnizațiilor fixe brute lunare rămase până la finalul mandatului pentru membrii revocați ai Consiliului de Supraveghere/Directoratului, respectiv până în anul 2024.

"Alte provizioane", în sumă de 2.158, reprezintă concedii de odihnă neefectuate.

19. IMPOZITUL PE PROFIT

Impozitul pe profit pentru anii 2022 și 2021 se prezintă, după cum urmează:

	31 Decembrie 2022	31 Decembrie 2021
Cheltuiala cu impozitul pe profit curent	(95.256)	(21.144)
Venit net din impozitul pe profit amânat	21.266	20.188
Total	(73.990)	(956)

Impozitul pe profit curent și amânat al Grupului pentru anii 2022 și 2021 este determinat la o rată statutară de 16%, fiind în vigoare în anul 2022 și în anul 2021.

Reconcilierea cotei efective de impozitare, impozit pe profit curent:

	31 decembrie 2022	31 Decembrie 2021
Impozit pe profit la rata statutară la o rată de 16%	97.262	572
Efectul cheltuielilor nedeductibile	26.491	18.098
Efectul veniturilor neimpozabile	(11.006)	(14.310)
Rezerva din reevaluare taxabilă	12.068	16.396
Rezerva legală	(1.389)	(15)
Impozit pe profit scutit	(1.936)	(1.046)
Alte efecte	(36.700)	(16.571)
Total	(84.791)	(3.123)

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

IMPOZITUL PE PROFIT AMANAT

Tabelul de mișcare privind datoria cu impozitele amânate în 2022 și 2021 se prezintă, după cum urmează:

Elemente	Sold la 01 ianuarie 2021	Recunoscut în profit și pierdere	Recunoscut direct in AERG	Sold la 31 decembrie 2021	Recunoscut în profit și pierdere	Recunoscut direct în AERG	Sold la 31 decembrie 2022
Imobilizări corporale - durate de viață	25.914	10.392	-	36.306	5.170	-	41.475
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	129.912	(20.397)	-	109.515	(12.561)	-	96.953
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(3.929)	(1.141)	-	(5.070)	(789)	-	(5.859)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(13.996)	1.952	-	(12.044)	(1.911)	-	(13.955)
Participare salariați la profit	(627)	627	-	(0)	-	-	(0)
Estimat interconexiune	(288)	(136)	-	(424)	(1.336)	-	(1.760)
Provizioane pentru litigii	(8.071)	3.031	-	(5.040)	648	-	(4.392)
Contracte de mandat	(89)	89	-	0	-	-	0
Ajustări stocuri	(1.974)	(327)	-	(2.301)	(78)	-	(2.379)
Alte elemente	-	(14)	-	(14)	1	-	(13)
Impozit (activ)/datorie	126.852	(5.925)	-	120.927	(10.857)	-	110.070

	Activ		Datorie		Net	
	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Imobilizări corporale - durate de viață	(3.320)	(2.970)	44.795	39.276	41.475	36.305
Imobilizări corporale – rezerve din reevaluare	(12.561)	(20.397)	109.515	129.912	96.953	109.515
Imobilizări corporale finanțate din subvenții	(969)	(1.188)	(4.890)	(3.882)	(5.859)	(5.070)
Obligațiile privind beneficiile angajaților	(13.955)	(12.044)	-	-	(13.955)	(12.044)
Participare salariați la profit	(0)	-	-	-	(0)	(0)
Estimat interconexiune	(1.760)	(424)	-	-	(1.760)	(424)
Provizioane pentru litigii	(4.392)	(5.040)	-	-	(4.392)	(5.040)
Contracte de mandat	-	-	-	-	-	-
Ajustări stocuri	(2.379)	(2.301)	-	-	(2.379)	(2.301)
Alte elemente	(13)	(14)	-	-	(13)	(14)
Impozit net (activ)/datorie	(39.349)	(44.379)	149.419	165.306	110.070	120.927

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

20. REZULTATUL PE ACȚIUNE

La 31 decembrie 2022 și la 31 decembrie 2021, rezultatul pe acțiune este:

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Rezultatul exercitiului din operatiuni continue	521.633	1.304
Numărul de acțiuni ordinare la începutul și sfârșitul perioadei	73.303.142	73.303.142
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	7,12	0,02

21. ALTE IMPOZITE ȘI OBLIGAȚII PENTRU ASIGURĂRILE SOCIALE

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, alte impozite și obligații pentru asigurările sociale cuprind:

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Contribuția la fondurile de asigurări sociale	12.849	13.430
TVA de plată	1.105	3.244
Impozit pe salarii	2.355	2.424
Alte impozite de plată	1.069	1.431
Total	17.377	20.527

La 31 decembrie 2022, Compania înregistrează obligații de plată pentru contribuțiile la fondurile de asigurări sociale, impozit pe salarii și alte impozite, obligații care au fost achitate în luna ianuarie 2023.

22. VENITURI DIN EXPLOATARE

Veniturile din exploatare cuprind veniturile realizate din prestarea de către Companie, pe piața de energie electrică, a serviciilor de transport și de sistem, alocarea capacității de interconexiune, servicii de operare a pieței de echilibrare și alte venituri.

Tarifele aprobate de ANRE pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică se prezintă, astfel:

	<u>Tarif mediu pentru serviciul de transport</u>	<u>Tarif mediu pentru servicii de sistem tehnologice</u>
Ordin nr. 33/23.03.2022 pentru perioada 01 aprilie – 31 decembrie 2022	28,1	9,32
Ordin nr. 124/25.11.2021 pentru perioada 01 ianuarie – 31 martie 2022	23,96	9,32
Ordin nr. 10/24.02.2021 pentru perioada 01 martie – 31 decembrie 2021	20,55	10,82
Ordin nr. 214/09.12.2020 pentru perioada 01 ianuarie – 28 februarie 2021	20,55	11,96

Tariful mediu de transport al energiei electrice are două componente: tariful pentru introducerea de energie electrică în rețea (T_C) și tariful pentru extragerea energiei electrice din rețea (T_L).

Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor la care s-au aplicat tarifele pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică se prezintă, astfel:

	<u>2022</u>	<u>2021</u>
Cantitatea de energie electrică livrată consumatorilor (MWh)	52.175.075	56.353.023

Veniturile din exploatare realizate în anii 2022 și 2021 se prezintă, astfel:

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Venituri din serviciul de transport	1.401.103	1.151.786
Venituri din alocarea capacității de interconexiune	399.206	64.727
Venituri din energia reactivă	891	662
Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)	4.062	3.276
Venituri din tranzacții CPT	79.648	31.834
Venituri din serviciul de transport – total	1.884.909	1.252.286
Venituri din servicii de sistem tehnologice	488.187	622.888
Venituri cu schimburi neplanificate pe PZU	147	832
Venituri din ajutoare de avarie	45.281	-
Venituri din servicii de sistem – total	533.616	623.720
Venituri privind piața de echilibrare	3.478.995	1.822.564
Venituri din alte prestații și alte venituri de exploatare	71.336	-
Venituri din capitalizarea CPT	338.527	-
Alte venituri	409.863	85.432
Total venituri	6.307.383	3.784.002

Venituri din serviciul de transport

Veniturile din serviciul de transport au înregistrat o creștere în anul 2022 comparativ cu anul 2021 cu suma de 249.316, determinată de majorarea tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioada analizată, prezentat anterior), în condițiile diminuării cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 7,41%, respectiv cu 4.177.948 MWh.

Diminuarea cantității de energie electrică livrată consumatorilor a fost influențată pe de o parte de creșterea prețurilor la combustibilii primari, fenomen care s-a reflectat în prețul final al energiei electrice, iar pe de altă parte de temperaturile medii lunare, acestea înregistrând sistematic anomalii pozitive, situându-se în general peste normele climatologice.

Venituri din alocarea capacității de interconexiune

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o creștere în anul 2022 față de anul 2021, în sumă de 334.479, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Piața de alocare a capacităților de interconexiune este fluctuantă, prețurile evoluând în funcție de cererea și necesitatea participanților pe piața de energie electrică de a achiziționa capacitate de interconexiune. Creșterea din perioada analizată se datorează atât prețului unitar al energiei electrice care a crescut în toată Uniunea Europeană, determinând o diferență mare de preț între piețele cuplate, precum și de deficitul de energie electrică înregistrat la nivel european. Alocările implicite, în care sunt prevăzute simultan capacitate și energie, sunt puternic influențate de variațiile prețului energiei electrice pe bursele din Europa.

Mecanismul de alocare a capacității de interconexiune constă în organizarea de licitații anuale, lunare, zilnice și intrazilnice. Cele anuale, lunare și intrazilnice (numai pe granița cu Serbia) sunt explicite - se licitează doar capacitate de transport, iar cele zilnice (granițele cu Ungaria, Bulgaria) și intrazilnice (granițele cu Ungaria și Bulgaria) 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. În data de 17 iunie 2021, Piața pentru Ziua Următoare din România a trecut la funcționarea în mecanism cuplat la nivel european, odată cu implementarea proiectului DE-AT-PL-4M MC, proiect cunoscut și ca Interim Coupling, granița România - Ungaria fiind integrată în cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC). În data de 8 iunie 2022, a avut loc punerea în funcțiune a proiectului Core FB MC (Core Flow-Based Market Coupling), fiind astfel inițiată cuplarea pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri în regiunea de calcul a capacităților Core. Mecanismul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri optimizează piața europeană de energie electrică pentru 13 țări (Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Țările de Jos, Polonia, România, Slovacia și Slovenia).

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

Începând cu 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, în cadrul SIDC, licitațiile de alocare de capacitate intrazilnice pe granițele cu Bulgaria și Ungaria sunt implicate.

Începând cu anul 2016, s-a implementat principiul UIOSI – Use It Or Sell It pe granițele cu Bulgaria și Ungaria, iar începând cu anul 2017 și pe granița cu Serbia. Potrivit acestui principiu, participanții care nu folosesc capacitatea câștigată la licitațiile anuale și lunare sunt remunerați (de către Transelectrica) pentru capacitatea respectivă. Capacitatea neutilizată se vinde ulterior în cadrul licitațiilor zilnice.

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr. 171/2019 și al Regulamentului (UE) 943/2019 din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

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

Venituri din Inter TSO Compensation (ITC)

Aceste venituri au fost mai mari în anul 2022 comparativ cu anul 2021 cu suma de 786, având în vedere veniturile rezultate din distribuția fluxurilor de energie la nivel european și din variația schimburilor programate de energie electrică cu Ucraina. Începând cu data de 01.09.2022, tariful pentru schimburile cu țările perimetrice s-a modificat de la 0,6 EUR/MWh la 1,2 EUR/MWh, ceea ce a condus la o creștere a veniturilor înregistrate în ultimele luni ale anului.

Venituri din tranzacții CPT

Veniturile din tranzacționarea energiei pentru CPT au fost mai mari în anul 2022 comparativ cu anul 2021 cu suma de 47.813. Aceste venituri au fost obținute, în principal, din vânzarea energiei în excedent, rezultată din diferența dintre prognoza pe termen lung și mediu și prognoza pe termen scurt pe Piața Intrazilnică administrată de OPCOM și respectiv, din diferența dintre CPT prognozat și CPT efectiv realizat pe Piața de Echilibrare.

În contextul creșterii prețurilor pe întreaga piață a energiei, pe toate orizonturile de timp, în condițiile scăderii cantității de energie electrică necesară CPT realizată cu aprox. 12% față de valoarea realizată în anul precedent, în perioada analizată s-a înregistrat o creștere de peste 10 ori a veniturilor pe Piața Intrazilnică față de veniturile înregistrate în perioada similară a anului trecut. Pentru Piața de Echilibrare, veniturile au crescut de circa 1,5 ori față de perioada similară a anului. Astfel, veniturile totale obținute din tranzacționarea energiei electrice pentru CPT au fost mai mari cu circa 2,5 ori față de perioada similară a anului 2021.

Situația actuală a prețurilor pe piața angro a energiei electrice este semnificativ diferită față de situația din anii precedenți, fiind puternic influențată de conflictul din Ucraina și de criza energetică internațională. Diferența este marcantă și este evidentă la nivelul întregului continent european, nu doar la nivelul României. Situația la nivel european s-a deteriorat rapid de la începutul anului, stresul energetic fiind fără precedent, în special pentru energia electrică și pentru gazele naturale.

Venituri din servicii de sistem tehnologice

Veniturile din serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o scădere în anul 2022 comparativ cu anul 2021 cu suma de 134.701, determinată atât de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele aprobate de ANRE pentru perioadele analizate, prezentat anterior), cât și de diminuarea cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 7,41%, respectiv cu 4.177.948 MWh.

În anul 2022, veniturile din serviciile de sistem tehnologice au fost mai mari cu suma de 21.579 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 surplusului 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.

Venituri din ajutoare de avarie

Veniturile din ajutoare de avarie în suma de 45.281 s-au înregistrat în conformitate cu prevederile Contractului nr. 578/08.03.2022 încheiat cu UKRENERGO privind acordarea de ajutor de avarie (energie exportată) către Ucraina în perioada august - decembrie 2022, ca urmare a solicitării OTS vecin. Motivul acordării ajutorului de avarie către Ucraina l-a constituit faptul că în interconexiunea Europa Continentală au fost detectate oscilații interzonale de tensiune pe direcția est – vest cu o amortizare foarte slabă, iar OTS din Spania a solicitat Ucrainei, conform procedurilor de interconectare în regim de urgență a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova, să reducă soldul de export la 0 MW.

Venituri pe piața de echilibrare

Veniturile realizate pe piața de echilibrare au înregistrat o creștere în anul 2022 față de anul 2021, cu suma de 1.659.431, determinată, în principal, de următoarele aspecte:

- reglementările legislative europene privind piața de energie și reglementările naționale cu impact semnificativ în evoluția pieței de energie electrică;
 - evoluția pieței de energie la nivel european și la nivel regional;
 - modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare;
 - evoluția prețului mediu înregistrat pe piața de echilibrare;
 - evoluția dezechilibrului negativ înregistrat la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
 - evoluția hidraulicității;
 - evoluția producției și consumului de energie electrică.
- ✓ aspecte de reglementare:
- 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. 61/31.03.2020;
 - 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 pentru modificarea unor ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 213/25.11.2020;
 - trecerea pieței de echilibrare la intervalul de decontare de 15 minute;
 - aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare începând cu data de 01 februarie 2021;
 - aplicarea, începând cu data de 01 iunie 2021, a noului set de reguli comune de decontare a schimburilor intenționate de energie și a schimburilor neintenționate de energie (metodologia de calcul FSKAR – Financial Settlement of $k\Delta f$, ACE and Ramping Period) 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 CNTEE Transelectrica SA le tranzacționează pe Piața pentru Ziua Următoare. Centrele de Decontare respective vor transmite rezultatele către fiecare Operator de Transport și Sistem sub forma unor fișiere zilnice conținând schimburile intenționate și schimburile neintenționate (cantități – prețuri) calculate pentru respectivul Operator de Transport și Sistem, pe fiecare interval de decontare. Prețul stabilit este media ponderată a prețurilor de la tranzacționarea la Piețele pentru Ziua Următoare din toate statele membre ENTSO-E, prețurile fiind exprimate în Euro/MWh. Costurile și veniturile evidențiate în factura primită de la JAO privind decontarea energiei aferente schimburilor neintenționate va fi inclusă în calculul de decontare din Piața de Echilibrare, în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 33/2021, privind modificarea și completarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 213/2020.

Veniturile, respectiv cheltuielile aferente schimburilor intenționate de energie (FSKAR-FCP-UE) și a schimburilor neintenționate de energie (FSKAR-UE) se înregistrează la indicatorii venituri pe piața de echilibrare, respectiv cheltuieli privind piața de echilibrare, având în vedere modificarea regulilor de decontare a dezechilibrelor pe piața de energie, schimburile intenționate și neintenționate fiind integrate în mecanismul de decontare aferent pieței de echilibrare;

- aplicarea, începând cu data de 01 ianuarie 2022, a regulilor de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, conform Platformei IN (Imbalance Netting). În acest sens, din 01.01.2022 a intrat în funcțiune platforma europeană, International Grid Control Cooperation (IGCC) sau Platforma IN (Imbalance Netting) pentru procesul de compensare a dezechilibrelor dintre toți OTS, care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții a IV-a din Regulamentul (UE) 2017/1485.

Precizăm faptul că, International Grid Control Cooperation (IGCC) reprezintă proiectul care a fost ales în anul 2016 de către ENTSO-E, pentru a deveni viitoarea platformă europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, așa cum este definit în Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 02 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art.22). Inițiativa IGCC a fost demarată în anul 2010 de către operatorii din Germania și s-a extins ulterior la nivelul sistemelor central europene, reprezentând o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb, prin reducerea acțiunilor de sens contrar ale reglatoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată” a RRF, la nivel de ansamblu.

✓ aspecte privind funcționarea pieței:

În anul 2022, situația energetică la nivel european s-a deteriorat semnificativ în comparație cu anii anteriori, deficitul de energie electrică fiind foarte mare din cauza suprapunerii mai multor factori, generați, în principal de:

- criza gazelor naturale, pe fondul războiului declanșat de Rusia asupra Ucrainei;
- creșterea accentuată a prețurilor pe piața de energie electrică la nivel european, în contextul crizei resurselor, cu impact în modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare la nivel local și regional;
- creșterea semnificativă a prețurilor înregistrate pe piața de echilibrare;
- hidraulicitatea mult mai redusă în anul 2022 față de anul 2021 pe fondul secetei prelungite și a temperaturilor foarte ridicate în toată Europa (energia electrică produsă de centralele hidroelectrice a fost mult diminuată comparativ cu anul 2021);
- disponibilitatea foarte redusă a centralelor nucleare electrice din Franța, care alături de Germania erau principalii exportatori de energie electrică la nivel european;
- evoluția producției și consumului de energie electrică (producția de energie electrică și consumul intern de energie electrică în scădere comparativ cu perioada similară din anul 2021);
- trendul de creștere a prețului certificatelor de CO₂;
- regulile comune de decontare pentru schimburile intenționate de energie și regulile comune de decontare pentru schimburile neintenționate de energie stabilite conform prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1485/2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de

transport al energiei electrice și a Regulamentului (UE) nr. 2195/2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică.

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, contextul european de evoluție a pieței de energie electrică, evoluția prețului certificatelor de CO₂ au avut 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 (surplusul/deficitul de venit) rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (negativă/pozitivă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-au înregistrat soldurile respective.

Venituri din capitalizarea consumului propriu tehnologic (CPT)

Potrivit art. III din OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022 - 31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei, pentru operatorii economici titulari de licență, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 august 2023, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează, activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Astfel, la data de 31 decembrie 2022, Compania a înregistrat venituri din capitalizarea CPT în sumă de 338.527, reprezentând CPT suplimentar calculat ca diferență dintre costul net cu achiziția CPT și costul CPT inclus în tariful de reglementare, pentru perioada 01 ianuarie – 31 decembrie 2022.

Precizăm că acest venit este de natură nemonetară, încasarea acestuia urmând a fi realizată de Companie în mod eșalonat prin tariful de transport în următorii cinci ani (2023-2027) în conformitate cu prevederile legislative incidente.

23. CHELTUIELI PENTRU OPERAREA SISTEMULUI SI PIATA DE ECHILIBRARE

Cheltuielile pentru operarea sistemului și din piața de echilibrare realizate în anii 2022 și 2021 se prezintă, astfel:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic	827.588	527.639
Cheltuielile cu congestiile	343	1.603
Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET	39.592	24.582
Cheltuieli privind serviciile de sistem funcționale	31	4.022
Cheltuieli cu ITC (Inter TSO Compesation)	34.110	18.562
Total cheltuieli pentru operarea sistemului	901.663	576.409
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologice	466.608	609.608
Cheltuielile privind piața de echilibrare	3.479.716	1.809.588
Total	4.847.988	2.995.605

Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic (CPT)

Acestea reprezintă cheltuieli cu achiziția de energie electrică de pe piața liberă de energie electrică, respectiv Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața de Echilibrare (PE) și Piața Intrazilnică (PI) pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în RET.

Cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu suma de 299.949 în anul 2022 comparativ cu anul 2021, având în vedere o serie de aspecte, după cum urmează:

- datorită caracteristicilor sale, CPT-ul în RET este puternic influențat de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin/spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU a fost de 1.304,67 lei, de peste 2,4 ori mai mare în anul 2022 față de anul 2021, cu un maxim de 2.399,85 lei/MWh în luna august 2022, depășind semnificativ valorile înregistrate în ultimii ani. Aceeași tendință s-a observat și la nivel european, ceea ce a avut un impact semnificativ în costurile înregistrate pentru acoperirea CPT;
- imprevizibilitatea pieței s-a manifestat prin creșterea accentuată și rapidă a prețurilor, în contextul creșterii prețului certificatului de emisii de carbon, al unui nivel al capacităților de producere a energiei electrice insuficient pentru a înlocui producția bazată pe combustibili fosili, în special pe cea pe cărbune și gaze, în contextul liberalizării pieței și a conflictului armat din Ucraina, a lipsei concurenței producătorilor și a concurenței furnizorilor pentru cumpărarea de energie, pentru a-și putea îndeplini contractele;
- având în vedere faptul că piețele pentru ziua următoare sunt cuplate în cadrul mecanismului CORE FB MC începând cu luna iunie 2022, creșterea prețurilor pe plan european, determinată de hidraulicitatea redusă, pe fondul secetei prelungite și a temperaturilor foarte ridicate în toată Europa, precum și de disponibilitatea redusă a centralelor nucleare electrice din Franța a avut un impact semnificativ în creșterea deficitului de energie electrică și a costurilor înregistrate pentru acoperirea CPT;
- creșterea prețurilor pe piețele anterioare, aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare, trecerea pieței de echilibrare la intervalul de decontare de 15 minute, au condus la costuri cu CPT aferent pieței de echilibrare de peste două ori mai mari comparativ cu perioada similară a anului precedent.

Cheltuieli privind congestiile

Congestiile (restricțiile de rețea) sunt solicitări de transport al energiei electrice peste limitele de capacitate tehnică ale rețelei, fiind necesare acțiuni corective din partea operatorului de transport și de sistem și apar în situația în care, la programarea funcționării sau la funcționarea în timp real, circulația de puteri între două noduri sau zone de sistem conduce la nerespectarea parametrilor de siguranță în funcționarea unui sistem electroenergetic.

În anul 2022 s-au înregistrat cheltuieli cu congestiile în sumă de 343, determinate, în principal, de:

- congestiile înregistrate în luna ianuarie 2022, care au făcut necesară reducerea producției în unele centrale eoliene din zona de sud-est a țării, ce au avut drept cauză tranzitul de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, peste care s-a suprapus și o producție foarte ridicată în CEE. Acestea au determinat circulații foarte mari de putere pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și pe mai multe linii din Moldova și Ardeal, iar în anumite cazuri și pe direcția sud – nord a SEN, respectiv depășirea valorilor admisibile ale circulațiilor prin secțiunile caracteristice 5 și 6 din SEN;
- congestiile înregistrate în luna martie 2022 și reflectate în evidența contabilă la luna aprilie 2022 au fost cauzate de funcționarea pieței de energie. Astfel, pentru reducerea tranzitului de putere prin SEN dinspre Bulgaria către Ungaria și Ucraina, peste care s-a suprapus și o producție foarte ridicată în CEE (peste 2 500 MW, valoare mult mai mare față de puterea notificată) și pentru încadrarea în valoarea admisibilă a secțiunilor caracteristice 5, 6 din SEN, în condițiile unor circulații foarte mari de putere pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (aproximativ 900 MW) și pe mai multe linii din Moldova și Ardeal și pe direcția sud – nord a SEN, a fost necesară reducerea producției eoliene în zona Dobrogea;
- congestiile înregistrate în luna aprilie 2022 și reflectate în evidența contabilă la luna mai 2022. Astfel, în urma declanșării LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 1 – derivație Făcăeni provizorat, pentru respectarea criteriilor de siguranță în funcționare, au fost necesare reduceri de putere pe congestie de rețea la centralele electrice regenerabile din zona Dobrogea;
- congestiile înregistrate în luna iunie 2022. Pe fondul declanșării LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord, LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 2 (în condițiile în care LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 1 era retrasă din exploatare, programat), LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu, LEA 400 kV Domnești – Urechești în condiții de caniculă, au fost necesare

reduceri de putere/creșteri de putere pe congestie de rețea la centralele electrice din zonele afectate;

- congestiile înregistrate în luna decembrie 2022. Pentru îndeplinirea condițiilor de sincronism necesare reconectării LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, după finalizarea unor acțiuni de remediere puncte calde la bobina TIF din stația Vulcănești, pe fondul tranzitelor foarte ridicate de energie electrică prin SEN, în condițiile unui export mare de energie electrică din zona de sud-est a Europei către zona de centru a Europei și a unei producții ridicate în centralele electrice eoliene, a fost necesară reducerea producției în centralele electrice eoliene din zona Dobrogea, pe congestie de rețea. După epuizarea ofertei disponibile a centralelor electrice eoliene la reducere în Piața de Echilibrare, s-a dispus și reducerea în afara Pieței de Echilibrare cu compensații financiare.

Cheltuieli privind consumul de energie electrică în stațiile RET și RED

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

Aceste cheltuieli au înregistrat o creștere de 15.010 în anul 2022 comparativ cu anul 2021, creștere datorată majorării prețurilor de achiziție a energiei electrice și modificărilor legislative aplicabile începând cu 01 iulie 2021, respectiv prevederile Ordinului ANRE nr. 82/2021.

Cheltuieli cu Inter TSO Compensation (ITC)

Cheltuielile cu ITC reprezintă obligațiile lunare de plată/drepturile de încasare pentru fiecare operator de transport și de sistem (TSO). Acestea se stabilesc în cadrul mecanismului de compensare/decontare a efectelor utilizării rețelei electrice de transport (RET) pentru tranzite de energie electrică între operatorii TSO din țările care au aderat la acest mecanism din cadrul ENTSO-E. În anul 2022, aceste cheltuieli au fost mai mari cu 15.548 față de perioada similară a anului anterior.

Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologice

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, în baza necesarului stabilit de către Dispeceratul Energetic Național (unitate organizațională din cadrul Companiei) care răspunde de asigurarea stabilității și siguranței funcționării SEN.

Contractarea acestor servicii se realizează atât în regim concurențial, cât și în regim reglementat (în baza Deciziilor ANRE), în cazul rezervelor pentru energia reactivă.

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

În anul 2022, contractarea serviciilor tehnologice de sistem în regim reglementat s-a efectuat pentru energia reactivă, conform Deciziei ANRE nr. 1078/2020, fiind asigurată de către Societatea de Producere a Energiei Electrice în Hidrocentrale „Hidroelectrică” SA.

Cheltuielile privind serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o scădere în anul 2022 comparativ cu anul 2021, în sumă de 143.000. Prețurile de achiziție ale serviciilor de sistem tehnologice pe piața concurențială în anul 2022 s-au menținut în jurul valorilor:

- prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj secundar la valoarea de 77,77 lei/MWh;
- prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj terțiare rapide, la creșterea de putere, la valoarea de 38,66 lei/MWh;
- prețul mediu de achiziție a rezervei de reglaj terțiare rapide, la reducerea de putere, la valoarea de 9,42 lei/MWh.

De asemenea, în anul 2022 s-a manifestat un nivel ridicat de concentrare a pieței serviciilor de sistem tehnologice pentru serviciile de sistem tehnologice rezervă secundară (RS).

Cheltuieli privind piața de echilibrare

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în anul 2022 în sumă de 3.479.716, au fost mai mari cu 1.670.128 față de cele realizate în anul 2021. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață.

24. AMORTIZARE

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale	258.228	275.245
Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar	13.987	-
Cheltuieli cu amortizarea activelor aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing	9.001	8.545
Total	<u>281.217</u>	<u>283.791</u>

Cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale în sumă de 258.228 reprezintă amortizarea înregistrată în anul 2022, corespunzător punerilor în funcțiune a lucrărilor de investiții și recepționării activelor.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale – CPT suplimentar în sumă de 13.987. Aceste cheltuieli au fost înregistrate în conformitate cu prevederile OMF nr. 3.900/2022 privind aprobarea precizărilor contabile în aplicarea prevederilor art. III din OUG nr. 119/2022 pentru modificarea și completarea OUG nr. 27/2022 privind măsurile aplicabile clienților finali din piața de energie electrică și gaze naturale în perioada 1 aprilie 2022-31 martie 2023, precum și pentru modificarea și completarea unor acte normative din domeniul energiei.

Potrivit art. III din OUG nr. 119/2022 pentru operatorii economici titulari de licență, prestatori ai serviciilor de transport a energiei electrice, costurile suplimentare cu achiziția de energie electrică realizate în perioada 1 ianuarie 2022 - 31 august 2023, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic, față de costurile incluse în tarifele reglementate, se capitalizează, iar activele rezultate în urma capitalizării se amortizează pe o perioadă de 5 ani de la data capitalizării.

Cheltuieli cu amortizarea activelor necorporale recunoscute conform IFRS 16 în sumă de 9.001 (Grupul își desfășoară parțial activitatea în spații de birouri închiriate). Potrivit IFRS 16 – Contracte de leasing, se recunoaște dreptul de utilizare a spațiilor închiriate de în clădiri de birouri, ca activ evaluat la nivelul chiriei de achitat până la finele contractului de închiriere. Activul recunoscut conform IFRS 16 se amortizează la nivelul chiriei lunare și se înregistrează în cadrul indicatorului „cheltuieli cu amortizarea imobilizărilor corporale și necorporale”.

25. CHELTUIELI CU PERSONALUL

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Cheltuieli cu personalul	385.954	317.510
- din care cheltuieli cu salariile personalului	307.477	286.151

Totalul cheltuielilor cu personalul realizate în anul 2022 înregistrează o creștere comparativ cu anul 2021, determinată, în principal, de:

- creșterea cheltuielilor cu salariile personalului, creșterea cheltuielilor cu tichetele acordate salariaților (tichete de vacanță și creșterea cu 10 lei a tichetelor de masă începând cu luna septembrie 2022), a cheltuielilor aferente contractelor de mandat (Directorat, Consiliu de Supraveghere), potrivit prevederilor legale aplicabile;
- constituirea de provizioane pentru administratorii executivi și neexecutivi reprezentând compensații în baza contractelor de mandat încheiate în anul 2020 pentru perioada 2020-2024;
- actualizarea provizioanelor constituite/reluarea la venituri a unei părți din provizioanele constituite, concomitent cu plata efectuată pentru certificatele OAVT (OAVT = remunerații administratori executivi și neexecutivi constând în componenta variabilă aferentă pachetelor de OAVT-uri alocate și nevalorificate pe perioada mandatelor executate în perioada 2013-2017), plăți efectuate în baza sentințelor judecătorești executorii, primite de Companie

ii) Numărul de salariați

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, numărul angajaților cu contract individual de muncă pe durată nedeterminată se prezintă astfel:

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Număr salariați	31 decembrie 2022	31 Decembrie 2021
Transelectrica SA	2.042	2.015
Smart SA	605	610
Teletrans SA	225	217

26. ALTE CHELTUIELI DIN EXPLOATARE

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Alte cheltuieli cu serviciile executate de terți	59.495	27.117
Cheltuieli poștale și taxe de telecomunicații	783	1.192
Cheltuieli cu chiriile	6.500	5.044
(Venituri)/Cheltuieli nete de exploatare privind ajustările pentru deprecierea activelor circulante	(4.303)	24.019
Alte cheltuieli	34.163	26.633
Total	96.637	84.003

În anul 2022, aceste cheltuieli au înregistrat o creștere în sumă de 12.634 comparativ cu anul 2021, determinată, în principal, de variația unor elemente de cheltuieli, cum ar fi:

- creșterea unor elemente de cheltuieli, respectiv: cheltuieli privind implementarea codurilor paneuropene, cheltuieli cu pregătirea personalului, cheltuieli privind consumul de energie electrică pentru consum administrativ, cheltuieli privind gazele achiziționate, cheltuieli privind mărfurile, cheltuieli privind agențiile de rating, cheltuieli cu redevența, alte cheltuieli cu serviciile executate de terți etc.;
- diminuarea cheltuielilor (nete) de exploatare prin reluarea la venituri a ajustărilor pentru deprecierea creanțelor (CET Govora SA, UCM Energy, GETICA 95 COM SRL, Municipiul Reșița etc.) concomitent cu înregistrarea unor ajustări pentru deprecierea creanțelor pentru Next Energy Partners SRL, OPCOM SA, SMART SA, CET Govora SA etc., respectiv a ajustărilor pentru deprecierea stocurilor;
- reluarea la venit a unei părți din provizioanele constituite pentru deprecierea immobilizărilor neimpozabile;
- înregistrarea sumei de 5.854 la *alte cheltuieli de exploatare nedeductibile fiscal*, reprezentând recunoașterea pe costurile operaționale ale Companiei pentru proiectul "HVDC Link 400 kV (Cablul submarin România - Turcia)";
- diminuarea unor elemente de cheltuieli, cum ar fi: cheltuielile pentru OAVT-urile plătite în baza hotărârilor judecătorești executorii emise de instanță (CertIFICATELE OAVT acordate foștilor membri executivi și neexecutivi și nevalorificate, remunerare conform contractelor de mandat încheiate în perioada 2013 – 2017), cheltuielile privind impozitele și taxele, cheltuielile cu amenzi și penalități din litigiile existente etc

27. REZULTAT FINANCIAR NET

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Venituri din dobânzi	3.058	2.596
Venituri din diferențe de curs valutar	59.603	4.144
Alte venituri financiare	2.398	(72)
Total venituri financiare	65.058	6.669
Cheltuieli privind dobânzile	(10.879)	(8.388)
Cheltuieli din diferențe de curs valutar	(62.371)	(7.501)
Alte cheltuieli financiare	(21)	(10)
Total cheltuieli financiare	(73.271)	(15.898)
Rezultatul financiar net	(8.213)	(9.229)

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

La data de 31 decembrie 2022, Compania a înregistrat un rezultat financiar net (pierdere) în sumă de 8.213, mai mic cu 1.016 față de cel înregistrat în anul 2021, influențat, în principal, de evoluția cursului de schimb valutar al monedei naționale în raport cu monedele străine în care Compania are contractate împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții și avut în vedere la efectuarea tranzacțiilor pe segmentul de activitate privind cuplarea piețelor.

La 31 decembrie 2022, în valoarea totală de 10.879 (cheltuieli privind dobânzile), suma de 641 reprezintă dobânda calculată pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri, conform prevederilor IFRS 16 – *Contracte de leasing*.

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

Alte venituri financiare, reprezintă, în principal, executarea garanției de bună execuție pentru contractul de lucrări nr. C260/2017 – Modernizarea instalațiilor 110 și 400 (220) kV în stația Focșani-Vest în valoare de 1.283 și contravaloarea dividendelor încasate de la filiale în sumă de 1.538.

Cursul de schimb al monedei naționale înregistrat la 31 decembrie 2022 comparativ cu cel înregistrat la 31 decembrie 2021, se prezintă, astfel:

Moneda	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Lei / Euro	4,9474	4,9481
Lei / Dolar SUA	4,6346	4,3707

28. CADRUL LEGISLATIV FISCAL

Cadrul legislativ-fiscal din România și implementarea sa în practică se modifică frecvent și face subiectul unor interpretări diferite din partea diverselor organe de control. Declarațiile de impozit pe profit fac subiectul reviziei și corecțiilor autorităților fiscale, în general pe o perioadă de cinci ani după data completării lor. Conducerea consideră că a înregistrat în mod adecvat obligațiile fiscale în situațiile financiare; totuși, persistă riscul ca autoritățile fiscale să adopte poziții diferite în legătură cu interpretarea acestor aspecte. Impactul acestora nu a putut fi determinat la această data.

29. ANGAJAMENTE ȘI CONTINGENTE

➤ *Angajamente*

La 31 decembrie 2022, Compania avea angajamente în valoare de 953.150 reprezentând contracte în derulare pentru lucrări de investiții referitoare la modernizarea și rețehnologizarea rețelei de transport.

➤ *Terenuri utilizate de Grup*

Conform politicii Grupului, proprietate la data situațiilor financiare.

Potrivit Legii nr. 99/1999, în cazul în care Compania obține certificatul de atestare a dreptului de proprietate pentru un teren după momentul privatizării, terenul va fi considerat aport în natură al Statului român.

Adunarea Generală Extraordinară a Acționarilor a aprobat prin Hotărârea nr. 7/28.05.2020 majorarea de principiu a capitalului social al CNTEE Transelectrica SA cu aportul în natură reprezentat de valoarea unui număr de 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate și înaintarea către Oficiul Registrului Comerțului de pe lângă Tribunalul București și a propunerii de desemnare a JPA Audit și Consultanță SRL în calitate de evaluator autorizat ANEVAR pentru evaluarea în condițiile legii a aportului în natură care face obiectul majorării capitalului social.

Ca urmare a validării de către ORCTB a propunerii Adunării generale a acționarilor privind expertul, JPA Audit și Consultanță SRL în calitate de evaluator autorizat ANEVAR a întocmit și comunicat Companiei *Raportul de evaluare nr. 21278/10.05.2019*, actualizat prin *Raportul de evaluare nr. 1158/10.01.2022* în care se stabilește valoarea justă a terenurilor la data de 30.09.2021.

Pana la data de 31.12.2022 au existat opinii diferite asupra **aplicării/interpretării legislației incidente respectiv a legislației privatizării și a legislației pieței de capital**, iar CNTEE Transelectrica SA se află în imposibilitatea obiectivă de a majora capitalul social cu valoarea celor 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate și pentru care expertul JPA Audit și Consultanță SRL a stabilit o valoare justă.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

➤ **Litigii în curs**

Conducerea analizează periodic situația litigiilor în curs, iar în urma consultării cu reprezentanții săi legali decide necesitatea creării unor provizioane pentru sumele implicate sau a prezentării acestora în situațiile financiare.

Având în vedere informațiile existente, conducerea Companiei consideră că nu există alte litigii în curs semnificative în care Compania să aibă calitatea de pârât, cu excepția următoarelor::

• **REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE**

Pe rolul Tribunalului Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. **3616/101/2014**, având ca obiect "pretenții în sumă de 1.091, contravaloare factura nr. 1300215/31.12.2013", dosar în care Compania are calitatea de pârâtă, reclamantă fiind Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN.

Prin sentința civilă nr. 127 pronunțată la data de 10.10.2014, Tribunalul Mehedinți a dispus admiterea cererii formulate de Reclamanta RAAN și obligarea Companiei la plata sumei de 1.091, contravaloare factura nr. 1300215/31.12.2013.

Compania a formulat recurs prin care a solicitat instanței ca, prin hotărârea ce o va pronunța, să dispună admiterea recursului așa cum a fost formulat, casarea deciziei și sentințelor atacate și trimiterea cauzei instanței competente teritorial în vederea judecării ei, constatarea întrunirii cerințelor art. 1616-1617 Cod Civil, motiv pentru care se solicită să se constate intervenirea compensației de drept a datoriilor reciproce și stingerea acestora până la concurența sumei celei mai mici dintre ele, în speță suma totală solicitată de reclamantă prin cererea de chemare în judecată, obligarea intimetei - reclamante la plata cheltuielilor făcute cu acest recurs.

Recursul a fost înregistrat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție care a decis casarea deciziei nr. 843/2015 și a trimis cauza spre rejudecare în recurs aceleiași instanțe, Curtea de Apel Craiova.

Prin decizia nr. 124/2017, Curtea de Apel Craiova a admis recursul declarat de către Transelectrica și a casat sentința nr. 127/2014 pronunțată de Tribunalul Mehedinți, iar cauza a fost trimisă spre rejudecare la Tribunalul București – Secția a VI-a Civilă. Pe rolul Tribunalului București, cauza a fost înregistrată sub nr. 40444/3/2017, care prin sentința civilă nr. 4406/04.12.2017 a dispus admiterea cererii formulate de RAAN și a obligat Transelectrica la plata sumei de 1.091. Sentința a fost atacată cu recurs.

În perioada 2014-2015. Compania a reținut la plată bonusul convenit RAAN pe schema de sprijin, în baza prevederilor din reglementările ANRE, respectiv art.17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr.116/2013.

În aceste condiții, RAAN a calculat penalități pentru neîncasarea la termen a bonusului de cogenerare convenit, în sumă de 3.497, reținut de la plată de către Companie în contul creanțelor neîncasate. Suma de 3.497 a fost refuzată la plată de Companie și nu a fost înregistrată ca datorie în cadrul schemei de sprijin.

Obiectul dosarului cu numărul **9089/101/2013/a152** este o contestație împotriva Tabelului suplimentar de creanțe împotriva debitoarei RAAN, valoarea în litigiu fiind de 89.361.

Transelectrica SA a fost înscrisă în tabelul debitoarei RAAN cu suma de 11.265, în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului, suma solicitată de Companie fiind însă în valoare de 89.361. Nu a fost înscrisă în tabelul preliminar de creanțe suma de 78.096, pe motiv că "aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN." Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096 este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013.

S-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe, tribunalul Mehedinți încuviințând proba cu expertiza contabilă.

La termenul din 14.06.2018 se suspendă judecarea cauzei până la soluționarea dosarului nr. **3014/2/2014** aflat pe rolul ÎCCJ, iar în data de 14.02.2019, Tribunalul Mehedinți a dispus conexarea dosarului nr. 9089/101/2013/a152 la dosarul nr. **9089/101/2013/a140** (având ca obiect pretenții – cerere de plată). Astfel judecarea dosarului a fost amânată, întrucât instanța a considerat că este utilă soluționării cauzei prezentarea Deciziei civile nr. 2969/26.09.2018, pronunțată de Înalta Curte de Casație și Justiție în dosarul nr. 3014/2/2014, având ca obiect anulare decizie Președinte ANRE nr. 743/2014.

Soluția Tribunalului Mehedinți prin Hotărârea 163/ 20.06.2019 este: Admite excepția decăderii. Admite în parte acțiunea principală precum și contestația conexată. Obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 16.950 creanță născută în cursul procedurii, dispunând înscrierea acesteia în tabelul creditorilor

constituit împotriva debitoarei RAAN cu această sumă. Respinge în rest cererile conexe. În temeiul art. 453 al. 2 C. pr. civ. Obligă pârâta să plătească reclamantei 1 mie lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată în ședință publică. Document Hotărâre 163/20.06.2019.

Transelectrica a declarat apel în termenul legal. La termenul din 06.11.2019, Curtea de Apel Craiova a dispus respingerea apelului Transelectrica, ca nefondat. Decizie definitivă. Hotărâre 846/06.11.2019.

Transelectrica a formulat cerere de revizuire pentru contrarietate de hotărâri, înregistrată sub numărul de dosar **1711/54/2019** cu termen de judecată la data de 26.03.2020 la Curtea de Apel Craiova, care urmează să trimită dosarul la Înalta Curte de Casație și Justiție pentru competența soluționare.

La data de 21.05.2020 a fost scoasă cauza de pe rol cu următoarea soluție: s-a admis excepția de necompetență materială a Curții de Apel Craiova și s-a dispus înaintarea cauzei la ICCJ – Secția Contencios Administrativ și Fiscal. Hotărâre 140/21.05.2020.

La termenul de judecată din data de 03.02.2021, ÎCCJ a admis excepția tardivității cererii de revizuire și nu s-a mai pronunțat asupra inadmisibilității acesteia.

În dosarul de faliment al RAAN înregistrat sub nr. **9089/101/2013**, Tribunalul Mehedinți a amânat cauza la termenele din 08.10.2020 și 04.02.2021. Soluția pe scurt: s-a acordat termen pentru continuarea procedurilor de lichidare, reprezentarea intereselor debitoarei în litigiile aflate pe rolul instanțelor de judecată, consolidarea masei credale, continuarea măsurilor în vederea recuperării creanțelor, continuarea licitațiilor publice având ca obiect valorificarea bunurilor debitoarei.

La termenul din 09.02.2023 s-a acordat termen pentru continuarea procedurii, respectiv pentru valorificarea bunurilor, încasarea creanțelor și îndeplinirea celorlalte operațiuni de lichidare și se stabilește următorul termen pentru data de **15.06.2023**.

De asemenea, între RAAN și Transelectrica mai există și alte 4 dosare aflate în diferite stadii de judecată.

• CURTEA DE CONTURI

Ca urmare a unui control desfășurat în anul 2013, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia respectivului control. Decizia și încheierea emise de către Curtea de Conturi au fost atacate la Curtea de Apel București, fiind format dosarul nr. **1658/2/2014**, care are drept obiect "anulare acte de control" – Încheiere nr.7/20.02.2014 emisă de Curtea de Conturi.

La data de 13.06.2018 se admite în parte acțiunea reclamantei. Anulează în parte încheierea nr. 7/20.02.2014, decizia nr. 37/9.12.2013 și raportul de control nr. 35521/6.11.2012 emise de pârâtă în ceea ce privește măsurile dispuse prin decizia mai sus indicată la pct. I.1, I.3, I.6, I.8, I.11, II.14, II.15, II.17, II.18, II.20, II.21, II.22 și parțial măsura de la pct. II.13 în sensul înlăturării sintagmei „inclusiv pentru cele constatate în cazul facturilor emise de FLOREA ADMINSTRARE IMOBILIARĂ SRL”. Respinge în rest, acțiunea reclamantei ca neîntemeiată. Omologhează raportul de expertiză tehnică electroenergetică întocmit în cauză de expert Toaxen Vasile. Obligă pârâta să plătească reclamantei suma de 121 cheltuieli de judecată (parțial onorării de expert și taxă judiciară de timbru). Document hotărâre 2771/13.06.2018.

La Înalta Curte de Casație și Justiție, dosarul nr. 1658/2/2014 a devenit dosarul nr. **2985/1/2021**. Termenul de judecată este 24.11.2022. La termenul din 24.11.2022, soluție recurs: instanța constată nulitatea recursului formulat de reclamanta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA împotriva Sentinței nr. 8 din 20 ianuarie 2021 a Curții de Apel București - Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal pronunțate în dosarul nr. 6576/2/2017. Definitivă.

La controlul desfășurat în anul 2017, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia acestui control. Compania a formulat un număr de 8 contestații împotriva măsurilor dispuse de către Curtea de Conturi a României (CCR) prin Decizia nr. 8/27.06.2017, solicitând anularea acestora, precum și a Încheierii nr. 77/03.08.2017, înregistrată la registratura Societății sub nr. 29117/08.08.2017, respectiv a Raportului de control nr.19211/26.05.2017. Contestațiile în curs de soluționare pe rolul Curții de Apel București (**2 dosare: dosar nr.6576/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctele 7.1, 7.2. și 8, precum și a măsurii dispuse la punctul II.10, termen 20.01.2021, soluție: se resping excepțiile inadmisibilității, invocate prin întâmpinare, se respinge cererea, ca neîntemeiată – Transelectrica a declarat recurs la data de 19.11.2021 și **dosar nr.6581/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 6 precum și a măsurii dispuse la punctul II.9, cu **termen de judecată la 31.03.2023**) și pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție (4 dosare: dosarul nr. **6577/2/2017**, privind anularea constatărilor de la punctul 13, precum și a măsurii dispuse la punctul II.13, devenit dosar nr. **1614/1/2020**, termen 27.01.2022, prin care se respinge recursul

formulat de reclamanta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva Sentinței nr.2678 din 30 decembrie 2019 a Curții de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal, pronunțate în Dosarul nr. 6577/2/2017, ca nefondat. Definitivă, dosarul nr. **6578/2/2017**, privind anularea constatărilor de la punctul 9, precum și a măsurii dispuse la punctul II.11, termen de judecată la 28.06.2022, prin care se respinge, ca tardiv formulat, recursul declarat de reclamanta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva sentinței civile nr. 1566 din 23 aprilie 2019, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal, în ceea ce privește soluția dispusă asupra cererii de suspendare. Respinge recursul declarat de reclamanta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva aceleiași sentințe, în ceea ce privește soluția dispusă asupra cererii de anulare, ca nefondat. Definitivă, dosarul nr. **6574/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 5.2, precum și a măsurii dispuse la punctul II.8, termen de judecată la 19.10.2021- Respinge recursurile declarate de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva Sentinței civile nr. 1074 din 8 martie 2018 și a Încheierii de ședință din 11 ianuarie 2018, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a Contencios Administrativ și Fiscal, ca nefondate. Definitivă). Trei dosare au fost soluționate definitiv, prin respingerea cererii în anulare de către Curtea de Apel București și respingerea recursurilor de către Înalta Curte de Casație și Justiție (dosarul nr. 6583/2/2017 privind anularea constatărilor de la punctul 5.1, precum și a măsurii dispuse la punctul II.7 și II.8 și dosarul nr. 6582/2/2017 privind anularea constatărilor de la punctul 11, precum și a măsurii dispuse la punctul I.5, dosarul nr. 6580/2/2017 privind anularea constatărilor de la punctul 10, precum și a măsurii dispuse la punctul II.12).

În perioada ianuarie-iulie 2020, Curtea de Conturi a României a efectuat o acțiune de control la toate Unitățile Teritoriale de Transport ale CNTEE Transelectrica, iar în perioada 25.05-27.08.2020, acțiunea de verificare a continuat la sediul executiv al Companiei. Tema acțiunii de control a CCR a fost „*controlul situației, evoluției și modului de administrare al patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2017-2019*” la CNTEE Transelectrica SA”.

Acțiunea de control cu tema enunțată mai sus, începută la data de 25.05.2020 la sediul executiv al Companiei, a fost suspendată de către CCR pe motivul începerii unui alt control cu tema „controlul modului de gestionare a resurselor publice pe perioada stării de urgență”. Controlul a început la data de 02.06.2020 și a fost finalizat la data de 26.06.2020.

Prin Raportul de control încheiat de auditorii CCR pe tema „*controlul modului de gestionare a resurselor publice pe perioada stării de urgență*”, raport înregistrat în Companie cu nr. 24225/26.06.2020, nu au fost constatate deficiențe, drept urmare nu s-a emis Decizie prin care să se dispună măsuri.

După finalizarea controlului privind modul de administrare al patrimoniului public și privat al statului, precum și legalitatea realizării veniturilor și a efectuării cheltuielilor pentru perioada 2017-2019, control finalizat la data de de 06.10.2020, a fost emis Raportul de Control cu nr.40507/06.10.2020 și în data de 09.11.2020, Curtea de Conturi a României, prin Departamentul IV, a emis Decizia nr. 15 care conține 10 măsuri, cu termen de ducere la îndeplinire 31.05.2021, termen ce a fost prelungit de către CCR la solicitarea Companiei, până la data de 31.12.2021.

Compania a formulat obiecțiuni și a depus Contestația nr.50090/26.11.2020 înregistrată la Curtea de Conturi cu nr.139775/26.11.2020, solicitând anularea măsurilor. Ca urmare a examinării și analizării de către auditorii CCR a Contestației depuse de Companie, prin Încheierea cu nr.2 din 10.03.2021, s-a admis anularea unei măsuri din cele 10 dispuse.

În data de 02.04.2021, Compania a formulat contestație privind anularea actului administrativ, dosar înregistrat la Curtea de Apel București sub nr. **2153/2/2021**.

La termenul din data de 10.12.2021, CAB respinge cererea de chemare în judecată formulată de Companie, ca neîntemeiată. Respinge cererea de suspendare, ca neîntemeiată. Cu drept de recurs în termen de 15 zile de la comunicare și cu drept de recurs în termen de 5 zile de la comunicare în ceea ce privește capătul de cerere privind suspendarea; cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București.

- **ANRE**

CNTEE Transelectrica SA a formulat o plângere împotriva Ordinului președintelui ANRE nr. 51/26.06.2014 înregistrată la ANRE sub nr.47714/04.08.2014 și o contestație la Curtea de Apel București, care face obiectul dosarului nr. **4921/2/2014**, prin care solicită fie modificarea Ordinului mai sus indicat, fie emiterea unui nou ordin, în care să se efectueze recalcularea valorii RRR la nivelul de 9,87%

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

(recalculat cu un coeficient (β) de 1,0359, conform analizelor interne Transelectrica) sau, în măsura în care va fi respinsă această cerere, folosind același procent de 8,52% stabilit de ANRE pentru anul 2013 și semestrul I 2014.

În data de 26.06.2014, a fost emis Ordinul ANRE nr. 51, publicat în Monitorul Oficial nr. 474/27.06.2014, privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem și a tarifelor zonale aferente serviciului de transport, practicate de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" – SA și de abrogare a anexei nr. 1 la Ordinul președintelui ANRE nr.96/2013 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a tarifelor pentru energia electrică reactivă, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice. Valorile luate în calculul ratei reglementate a rentabilității (RRR) de către ANRE conform Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/ 2013 ("Metodologie"), au determinat o valoare a RRR de 7,7%.

La termenul din data de 25.09.2018 soluția pe scurt a fost că se va reveni cu adresă către expert, în vederea efectuării și depunerii la dosar a raportului de expertiză, cu mențiunea de a face dovada imposibilității depunerii raportului de expertiză până la termenul de judecată, sens în care va dispune amânarea cauzei.

La termenul de judecată din data de 22.01.2019 instanța încuviințează în principiu cererea de intervenție accesorie în interesul părții (ANRE), formulată de intervenienta ALRO SA, cu cale de atac odată cu fondul. În data de 25.06.2019 pentru a da posibilitate părților să ia cunoștință de conținutul raportului de expertiză, se dispune amânarea cauzei.

La termenul din data de 10.09.2019, având în vedere solicitarea reprezentantului reclamantei de a lua cunoștință de conținutul obiecțiunilor formulate de intervenienta și pentru a-i da posibilitatea să răspundă acestora, reținând și faptul că reclamanta a depus note de ședință însoțite de înscrisuri ce necesită traducerea acestora, admite cererea de amânare a cauzei și dispune acordarea unui nou termen de judecată.

La termenul din 03.12.2019, s-a dispus amânarea cauzei și acordarea unui nou termen de judecată pentru a se reveni cu adresă către expert în vederea depunerii la dosar a răspunsului la obiecțiuni, cu mențiunea să se prezinte în instanță la următorul termen de judecată. Va pune în vedere expertului ca mai înaintea termenului de judecată următor să comunice câte un exemplar al răspunsului la obiecțiuni către părți.

La următorul termen în data de 12.05.2020, dosarul a fost suspendat pe toată perioada stării de urgență.

În data de 23.06.2020, a fost amânată cauza pentru a da posibilitate părților să ia la cunoștință de răspunsul la obiecțiuni. De asemenea, la termenul din data de 21.07.2020 a fost amânată cauza soluția fiind: adresă la expert să se prezinte în instanță.

În data de 06.10.2020 a fost respinsă cererea cu următoarea soluție pe scurt: s-a respins excepția inadmisibilității, ca neîntemeiată. S-a respins acțiunea, ca neîntemeiată. Cu recurs în termen de 15 zile de la comunicare. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților, prin mijlocirea grefei instanței. Hotărâre 362/2020.

La termenul din 11.01.2021 se admite cererea de completare dispozitiv. Se dispune completarea dispozitivului sentinței civile nr. 362/06.10.2020 cu soluția dată asupra cererii de intervenție accesorie, în sensul că: se admite cererea de intervenție accesorie, formulată de intervenienta ALRO SA în sprijinul părții ANRE. Cu drept de recurs în termen de 15 zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București.

CNTEE Transelectrica a declarat recurs la data de 06.08.2021.

Termen de judecată la ICCJ:11.05.2022. Detalii soluție: "Respinge recursul declarat de recurenta-reclamantă Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA împotriva sentinței nr.362 din 6 octombrie 2020, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal, ca nefondat. Definitivă. Pronunțată în ședință publică, astăzi, 25 mai 2022."

Litigiul nu a afectat relația cu ANRE și nici rezultatele financiare ale Companiei.

- **OPCOM**

Pe rolul Tribunalului București a fost înregistrat dosarul nr. **22567/3/2019**, ce are ca obiect "pretenții", dosar în care Compania are calitatea de reclamant, părtați fiind OPCOM SA.

Prin cererea de chemare în judecată, reclamanta CNTEE Transelectrica SA a solicitat instanței ca prin hotărârea ce o va pronunța să dispună:

- obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517 mii, aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016, reprezentând contravaloarea TVA-ului aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții "Electricity Market Project";

- obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 1.294 aferenta facturilor TEL 19 T00 nr. 17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr. 131/10.07.2019, reprezentând dobanda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

- obligarea pârâtei OPCOM SA la plata cheltuielilor de judecată.

La termenul din 03.07.2020, instanța a pus în discuția părților cererea de suspendare a judecării dosarului nr. 22567/3/2019, formulată de către OPCOM rămânând în pronunțare.

La termenul din 17.07.2020, instanța a pronunțat următoarea soluție pe scurt: Suspendă judecata cauzei până la soluționarea definitivă a dosarului nr. **31001/3/2017**, având ca obiect acțiune în anulare a hotărârii AGA Opcom (în care Transelectrica nu este parte și în care la data de 01.02.2021 s-a dispus respingerea apelurilor declarate, soluția fiind definitivă).

După soluționarea definitivă a dosarului nr. 31001/3/2017, CNTEE Transelectrica SA a formulat cerere de repunere pe rol a dosarului nr. 22567/3/2019, întrucât nu mai subzista motivul suspendării cauzei. Tribunalul București a repus cauza pe rol fixând termen de judecata la data de 05.11.2021.

La acest termen, după apelul realizat în cauză, instanța a acordat cuvântul părților asupra "excepției prescripției dreptului material la acțiune". După susținerea concluziilor orale de către părți asupra acestei excepții, instanța a rămas în pronunțare asupra acesteia, amânând pronunțarea la data de 03.12.2021.

La data de 03.12.2021, Tribunalul București a pronunțat următoarea soluție pe scurt: "Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune. Respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Document: Hotărâre3021/2021 03.12.2021".

Compania a declarat apel. Instanța respinge apelul ca nefondat. Obligă apelanta la plata către intimată a sumei de 11.325,21 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în 30 zile de la comunicarea hotărârii. Hotărârea 1532/12.10.2022.

Pe rolul Tribunalului București s-a aflat spre soluționare dosarul nr. **24242/3/2021**, în care reclamanta este OPCOM SA, iar CNTEE Transelectrica SA are calitatea de pârât.

Acest dosar are ca obiect constatarea nulității actului - aport în natură, materializat prin imobilizări necorporale, platforma de tranzacționare – Bursa comercială și Bursa regională de energie electrică, finanțate din împrumuturi contractate de către CNTEE Transelectrica SA de la BIRD, în baza contractului de împrumut nr. 7181RO/17.07.2003, cât și din surse proprii ale CNTEE Transelectrica SA, ce au fost realizate în baza contractelor de servicii și livrabile nr.: P081406-O-C.78, P081406-O-C.125 și P081406-O-C.300/2005, materializate prin Hotărârea AGEA nr. 6/15.06.2016 și, subsecvent, Hotărârea AGOA nr. 2/25.05.2017 și Hotărârea AGOA nr. 7/24.05.2018.

La termenul de judecată din data de 11.04.2022, instanța a pus în discuția părților excepțiile invocate de către CNTEE Transelectrica SA, prin întâmpinare. De asemenea, la acest termen s-au discutat probele propuse spre a fi administrate în aceasta cauză. Instanța a amânat judecarea cauzei la termenul fixat din 22.11.2022, în vederea administrării probei cu expertiza financiar-contabilă ce urmează a fi efectuată în acest dosar. După mai multe amânări, se stabilește următorul termen în data de **16.05.2023** pentru lipsă raport de expertiză.

• **CONAID COMPANY SRL**

În anul 2013, Conaid Company SRL a dat în judecată CNTEE Transelectrica pentru refuzul nejustificat al acesteia de a semna un act adițional la contractul de racordare sau un nou contract de racordare și a solicitat despăgubiri pentru cheltuielile suportate până la acel moment în sumă de 17.420 și profiturile nerealizate pe perioada 2013-2033 în sumă de 722,76 mil EUR. Până în acest moment, Compania nu a încheiat un act adițional la contractul de racordare întrucât condițiile suspensive incluse în contract nu au fost îndeplinite de către Conaid Company SRL. Un contract nou de racordare ar fi trebuit încheiat până la data de 11 martie 2014, dată la care avizul tehnic de racordare a expirat. Dosarul nr. **5302/2/2013** s-a aflat pe rolul Inalței Curții de Casație și Justiție Secția Contencios Administrativ și Fiscal, având ca obiect obligare emitere act administrativ, stadiul procesual – recurs, termenul de judecată fiind 09.12.2015. La

acest termen, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis, în principiu, recursurile și a fixat termen de judecată, pe fond, a recursurilor la data de 08 aprilie 2016. Complet 4, cu citarea părților.

Judecarea cauzei a fost amânată pentru data de 17.06.2016, când instanța a rămas în pronunțare, amânând pronunțarea la data de 29.06.2016, când a pronunțat Decizia nr. 2148/2016, prin care a dispus următoarele: "Respinge excepțiile invocate de recurenta-reclamantă Conaid Company S.R.L., prin administrator judiciar RVA Insolvency Specialists SPRL și de recurenta-pârâtă Compania Națională de Transport a Energiei Electrice Transelectrica S.A. Admite recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva încheierii de ședință din 18 februarie 2014 și a sentinței civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Casează încheierea atacată și sentința în parte și trimite cauza la Tribunalul București – Secția a VI-a civilă spre soluționare a acțiunii reclamantei în contradictoriu cu Compania Națională de Transport a Energiei Electrice Transelectrica S.A. Menține celelalte dispoziții ale sentinței în ceea ce privește acțiunea reclamantei împotriva Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei. Respinge recursurile declarate de reclamanta Conaid Company S.R.L., prin administrator judiciar RVA Insolvency Specialists SPRL și de intervenienta Duro Felguera S.A. împotriva sentinței civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Respinge recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva încheierii de ședință din 25 martie 2014, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Definitivă. Pronunțată în ședință publică, în data de 29 iunie 2016.

Pe rolul Tribunalului București – Secția a VI-a Civilă, cauza a fost înregistrată sub nr. 12107/3/2017. Prin sentința civilă nr. 4364/23.11.2017, Tribunalul admite excepția de inadmisibilitate și respinge ca inadmisibilă cererea. De asemenea, respinge cererea de intervenție în interesul reclamantei. Cu apel în termen de 30 de zile de la comunicare. Apelul a fost depus la Tribunalul București Secția a VI a Civilă și la dispoziția părților prin intermediul grefei, în data de 23.11.2017.

La data de 02.11.2018, pe rolul Tribunalului București – Secția a VI-a civilă – a fost înregistrată o nouă cerere de chemare în judecată formulată de Conaid Company SRL, în dosarul nr. **36755/3/2018**, prin care reclamanta a solicitat instanței să dispună obligarea Transelectrica SA la „repararea prejudiciului cauzat reclamantei, ca urmare a neexecutării culpabile a obligațiilor de către pârâtă, în cuantum de 17.216, constând în paguba efectiv suferită și beneficiul nerealizat, estimat provizoriu la 100 mii euro. Având în vedere refuzul nejustificat al Transelectrica SA de a încheia și semna un act adițional la Contractul nr.C154/27.04.2012, și în situația în care instanța va considera că, din punct de vedere formal, nu poate fi considerată îndeplinită de către reclamantă obligația vizând condițiile suspensive, aceasta neexecutare se datorează culpei exclusive a Transelectrica SA, pârâta împiedicând îndeplinirea condițiilor”.

La termenul din 15.10.2019 respinge ca neîntemeiate excepțiile lipsei calității procesuale active și a lipsei de interes. Unește cu fondul excepția prescripției. Cu apel odată cu fondul. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței.

Acordă termen pentru continuarea cercetării procesului la 26.11.2019, cu citarea părților. Cu apel odată cu fondul. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței.

Se amână pentru administrarea probei cu expertiză și se acordă termen în data de 21.01.2020.

În data de 21.01.2020, se amâna cauza pentru a se efectua expertiza și se acordă următorul termen pe 31.03.2020.

La termenul din 31.03.2020, soluția pe scurt a fost următoarea: Suspendat de drept în baza art. 42 alin.6 din Decretul președintelui României 195/2020 privind instituirea stării de urgență pe teritoriul României, pe toată perioada stării de urgență.

După mai multe amânări, se stabilește următorul termen în data de 07.12.2022, se amâna cauza pentru lipsa răspunsului la obiecțiuni și se acordă următorul termen pe 22.02.2023 și ulterior **03.05.2023** tot pentru aceeași cauză.

• **ROMENERGY INDUSTRY**

Dosarul nr. **2088/107/2016** pe rolul Tribunalului Alba, are ca obiect "Faliment - Cerere de înscriere la masa credală". Transelectrica a depus cerere înscriere la masa credală cu suma de 16.112, iar creanța a fost admisă și înscrisă în Tabelul preliminar.

Soluția pe scurt: Stabilesc termen la 14.10.2019, pentru continuarea procedurii falimentului, prin

valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor. Lichidatorul judiciar va întocmi și depune la dosar: - în fiecare dată de 15 a lunii, pentru luna anterioară, rapoartele lunare de activitate prevăzute de alin. 1 din art. 59 Legea 85/2014; - pentru termenul de verificare, cu 5 zile înaintea termenului, raportul de sinteză la 120 de zile, prevăzut de partea finală a alin. 3 din art. 59 Legea 85/2014.

În data de 11.05.2020, judecata a fost suspendată de plin drept, pe durata stării de urgență, instituită pe teritoriul României.

La termenul din data de 22.06.2020 a fost amânată cauza. Soluția pe scurt: s-a aprobat raportul asupra fondurilor obținute din lichidarea averii debitoarei și planul de distribuire din 03.06.2020.

La termenul din data de 18.01.2021 a fost amânată cauza. Soluția pe scurt: a fost aprobat Raportul nr. 1334 asupra fondurilor obținute din lichidarea averii debitoarei și Planul nr. 1335 de distribuire a fondurilor.

La termenul din data de 16.05.2022, se fixează termen la 19.09.2022, pentru continuarea procedurii falimentului, prin valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor.

La termenul din data de 19.09.2022, se fixează termen la 12.12.2022, pentru continuarea procedurii falimentului, prin valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor.

La termenul din 12.12.2022, instanța aprobă Raportul final întocmit de lichidatorul judiciar New Insolvency SPRL, asociat coordonator Bica Rosana. În baza art. 175 alin. 2 din Legea nr. 85/2014, încheie procedura falimentului privind pe debitoarea ROMENERGY INDUSTRY S.R.L. Dispune radierea societății debitoare din registrul comerțului. În conformitate cu dispozițiile art. 180 din lege, judecătorul sindic și lichidatorul judiciar sunt descărcați de orice îndatoriri sau responsabilități cu privire la procedură, debitoare și averea ei, creditoare și asociați. Cu drept de apel în 7 zile de la comunicare prin BPI.

• **MUNICIPIUL REȘIȚA**

Dosarul nr. **2494/115/2018***- **dosarul nr. 2494/115/2018****, înregistrat pe rolul Tribunalului Caraș Severin, are ca obiect cererea de chemare în judecată, prin care reclamantul Municipiul Reșița solicită obligarea pârâtei Transelectrica SA la plata următoarelor sume:

- 2.130, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015;
- 2.130, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016;
- 2.130, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018;
- 2.130, reprezentând chirie teren aferentă anului 2019;
- 2.130, reprezentând chirie teren aferentă anului 2020;
- dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Soluția pe scurt: Admite excepția de necompetență teritorială a Tribunalului Caraș-Severin. Declină competența de soluționare a cererii formulate de reclamantul Municipiul Reșița - prin primar, în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport a Energiei Electrice "Transelectrica" SA, în favoarea Tribunalului București. Fără cale de atac, conform art.132 alin.3 Cod procedură civilă. Pronunțată în ședință publică. Hotărâre 313/11.03.2019.

La termenul din data de 25.10.2019 se admite excepția necompetenței teritoriale a Tribunalului București. Declină competența de soluționare a cauzei în favoarea Tribunalului Caraș-Severin. Constată ivit conflictul negativ de competență între Tribunalul București și Tribunalul Caraș-Severin. Suspendă cauza și înaintează dosarul Înaltei Curți de Casație și Justiție, în vederea soluționării conflictului negativ de competență. Fără nicio cale de atac. Hotărâre 2376/25.10.2019.

Înalta Curte de Casație și Justiție la termenul din data de 16.07.2020 prin decizia nr.1578 a stabilit competența de soluționare a cauzei în favoarea Tribunalului Caraș Severin – Secția I civilă.

Dosar **2494/115/2018****. Termen: 22.03.2021 la Tribunalul Caraș Severin. Soluția: Suspendă judecarea cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, prin Primar, în contradictoriu cu pârâta Transelectrica SA, având ca obiect pretenții, în temeiul art. 413 alin.(1) pct.1 C.pr.civ. Cu recurs cât timp durează suspendarea cursului judecării procesului, la instanța ierarhic superioară.

Suspendarea judecării cauzei s-a dispus până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 3154/115/2018* al Tribunalului Caraș Severin.

La termenul din 19.01.2023, soluția pe scurt este: Respinge excepția netimbrării cererii având în vedere

că pârâta nu are calitatea necesară pentru a invoca modul de stabilire a taxei de timbru. Respinge excepția tardivității formulării cererii modificatoare a cererii de chemare în judecată. Prorogă discuția asupra excepției efectului pozitiv al autorității de lucru judecat până la termenul la care se va depune în integralitate decizia Înaltei Curți de Casație și Justiție în dosarul nr. 3154/115/2018**. Prorogă pronunțarea asupra cererilor de probațiune constând în proba cu interogatoriul pârâtei și cu expertiza contabilă. Amână judecarea cauzei și acordă termen de judecată în data de 02.03.2023.

La termenul din 02.03.2023, soluția pe scurt este: "suspendă judecata cererii de chemare în judecată formulată de reclamantul Municipiul Reșița, în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” SA, având ca obiect pretenții. Cu drept de recurs pe toată durata suspendării judecării."

- **ANAF**

În anul 2017 s-a finalizat Inspekția fiscală generală începută la sediul Transelectrica SA la data de 14.12.2011, control ce a vizat perioada decembrie 2005 – decembrie 2010. Inspekția fiscală generală a început la data de 14.12.2011 și s-a încheiat la 26.06.2017, data discuției finale cu Transelectrica SA.

Ca urmare a finalizării controlului, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, respectiv impozit pe profit și TVA, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întârziere) aferente cu privire la serviciile de sistem tehnologice de sistem (STS) facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspekției fiscale.

Potrivit Deciziei de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 în sumă totală de 99.013, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, în sumă de 35.105, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întârziere), în sumă de 63.908.

În principal, Raportul de inspekție fiscală al ANAF a consemnat următoarele obligații de plată suplimentare: impozit pe profit în sumă de 13.729, precum și accesorii, datorate pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă (acestea au fost distruse în incendiul izbucnit în noaptea de 26-27 iunie 2009, la punctul de lucru din clădirea Millenium Business Center din str. Armand Călinescu nr. 2-4, sector 2, unde Compania își desfășura activitatea), documente cu regim special.

Aceste facturi au făcut obiectul unui litigiu cu ANAF care a emis un raport de inspekție fiscală în data de 20 septembrie 2011 prin care a fost estimată TVA colectată pentru un număr de facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă.

Compania a contestat în termenul legal, conform OG nr.92/2003 privind Codul de procedură fiscală, Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

ANAF a emis titlul executoriu nr. 13540/22.08.2017 în baza căruia au fost executate obligațiile suplimentare de plată stabilite prin Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

Compania a solicitat anularea titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017 la Curtea de Apel – dosar nr. 7141/2/2017. Soluția pe scurt: Admite excepția necompetenței materiale a Curții de Apel București – SCAF. Declină în favoarea Judecătoria Sector 1 București competența materială de soluționare a cauzei. Fără cale de atac. Pronunțată în ședință publică din 08.02.2018. Document: Hotărâre 478/2018 din 08.02.2018.

În urma declinării competenței, pe rolul Judecătoria Sector 1 a fost înregistrat dosarul nr. 8993/299/2018, prin care Compania a contestat executarea silită pornită în temeiul titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017, care are la bază Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

Ulterior contestării de către Companie a actului administrativ fiscal Decizia nr.F-MC 439/30.06.2017, ANAF a comunicat Companiei Decizia nr. 122/13.03.2018 prin care respinge ca nemotivată contestația formulată de CNTEE Transelectrica SA, decizia fiind primită la data de 16.03.2018, ulterior depunerii cererii de chemare în judecată care face obiectul dosarului nr.1802/2/2018.

Soluția pe scurt: Admite cererea de suspendare a judecării formulată de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 1802/2/2018, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. Document: Încheiere - Suspendare 17.04.2018.

Pe rolul Curții de Apel se află **dosarul nr. 1802/2/2018** prin care Compania a contestat actul administrativ fiscal Decizia nr.F-MC 439/30.06.2017.

La termenul de judecată din 06.11.2018 a fost admisă administrarea probei cu expertiza în specializarea contabilitate - fiscalitate.

La termenul de judecată al CAB din data de 21.07.2020 s-a amânat pronunțarea. În data de 30.07.2020 cauza a fost repusă pe rol, pentru lămuriri suplimentare.

La termenul din data de 20.10.2020 s-a admis în parte cererea cu următoarea soluție pe scurt: s-au admis în parte cererile litispendate.

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

- înlătură obligația de plată a impozitului pe profit în sumă de 18.522, TVA în sumă de 5.695 și accesoriile fiscale aferente acestor debite fiscale principale, în cuantum de 48.437, obligații fiscale stabilite pentru cele 349 facturi fiscale cu regim special constatate lipsă din gestiunea reclamantei.
- înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 27.002, reprezentând serviciile tehnologice de sistem facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspecției fiscale și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 344, reprezentând “servicii de înlăturare a buruienilor” și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 230.685, reprezentând cheltuieli cu produse de natură promoțională și de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 46, aferentă sumei de 344, reprezentând “servicii de înlăturare a buruienilor” și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 38 aferentă sumei de 231, reprezentând cheltuieli cu produse de natură promoțională și de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură mențiunea referitoare la obligația Sucursalei de Transport Sibiu din cadrul CNTEE Transelectrica S.A de a înregistra suma de 577 ca și venit impozabil, cel târziu la data de 30.06.2010, data la care a fost acceptată înscrierea unității verificate la masa credală cu această sumă, mențiunea referitoare la caracterul de venit impozabil la calculul profitului a sumei de 577 în conformitate cu prevederile art. 19 alin. 1 din Legea nr. 571/2003 privind Codul Fiscal cu modificările și completările ulterioare, coroborat cu pct. 23 lit. d din HG 44/2004 cuprinzând Normele metodologice de aplicare a Legii nr. 571/2003, capitolul referitor la impozitul pe profit, respectiv capitolul VII funcțiunea conturilor din Ordinul nr. 3055 din 29 Octombrie 2009 pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu directivele europene și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură din Procesul-Verbal constatarea făcută cu privire la “determinarea taxei pe valoare adăugată deductibilă mai mică decât cea înregistrată de reclamantă , rezultând astfel o diferență în sumă de 13”(anexa nr.15) și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură obligația de plată a penalităților de întârziere care au regim juridic sancționator, calculate pentru o perioadă mai mare de 6 luni de la data începerii inspecției fiscale, cu privire la obligațiile fiscale principale care au fost menținute de către instanța de judecată prin prezenta hotărâre, astfel cum au fost stabilite prin Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă la data de 12.07.2017, de ANAF– DGAMC, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF – DGAMC și prin

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF– Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor.

Menține celelalte dispoziții din cuprinsul Deciziei nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulată împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF– Direcția Generală de Soluționare a Contestațiilor, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă la data de 12.07.2017, de ANAF – DGAMC, Decizia de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de ANAF– DGAMC. Respinge, în rest, cererile litispandate ca neîntemeiate.

Respinge ca neîntemeiată cererea de acordare a cheltuielilor de judecată constând în taxa judiciară de timbru. Obligă părțile, în solidar, la plata către reclamantă a cheltuielilor de judecată în sumă de 4, reprezentând onorariu pentru efectuarea expertizei în specialitatea contabilitate-fiscalitate, proporțional cu admiterea cererii. Cu drept de recurs în termen de 15 zile de la comunicare, cererea de recurs urmând a fi depusă la Curtea de Apel București. Hotărâre 382/20.10.2020.

Părțile au declarat recurs în martie 2022.

La ședința din data de 24.05.2022, CAB respinge ca neîntemeiată cererea de lămurire și de completare a dispozitivului. Admite cererea de îndreptare a erorii materiale în sensul că se vor menționa ca fiind corecte sumele de bani cu titlu de obligații fiscale principale și accesorii, aferente celor 349 facturi fiscale, astfel cum acestea figurează în decizia de impunere contestată. Dispune îndreptarea erorii materiale în sensul înlăturării denumirii greșite a reclamantei din cuprinsul sentinței recurate. Cu recurs în 15 zile de la comunicare.

Părțile au declarat recurs. Cauza se află în procedura de filtru la ICCJ.

Compania este implicată în litigii în contradictoriu cu Filialele SMART și Teletrans după cum urmează :

I. litigii în contradictoriu cu Filiala SMART SA

- **Dosar nr. 48509/3/2017 înregistrat la Tribunalul București – Secția a VI-a Civilă**

Obiectul dosarului: CNTEE Transelectrica SA solicită prin acțiune obligarea SMART SA la:

- restituirea către Transelectrica a sumei de 7.652, la care se adaugă TVA, cu titlu de prejudiciu suportat de Companie ca urmare a îmbogățirii fără justă cauză a părâtei, în principal, și ca plată nedatorată, în secundar;
- obligarea părâtei la plata beneficiilor nerealizate aferente sumei platite cu titlu de îmbogățire fără justă cauză, în principal, și ca plată nedatorată, în secundar, calculate de la data efectuării de către subscrisa a plăților nedatorate către părâtă și până la data sesizării instanței de judecată în cuantum de 2.773, precum și obligarea părâtei la plata, în continuare, a beneficiilor nerealizate, până la data restituirii efective de către părâtă a sumei reprezentând debit principal.

Stadiu dosar: Respinge cererea de chemare în judecată ca neîntemeiată. Cu drept de apel în 30 de zile de la comunicare, cererea de apel urmând a se depune la Tribunalul București – Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin greșita instanței. Document: Hotărâre 741/12.04.2022. Transelectrica a declarat apel, care a fost respins în data de 31.10.2022, soluția fiind definitivă.

Observații cu privire la circumstanțele inițierii acțiunii:

În perioada 16.01.2017 - 26.05.2017, Compania a fost supusă unui control al Curții de Conturi a României, efectuat de o echipă de auditori publici externi din cadrul Departamentului IV a Curții de Conturi. În urma efectuării acestui control, a fost încheiat Raportul de control înregistrat la Companie sub nr.19211 din data de 26.05.2017, care a fost contestat de către Companie, ulterior fiind emisă de către CCR Decizia nr. 8/27.06.2017

La pag. 116-117 din Raportul de control, pct. 9, Echipa de control a Curții de Conturi reține faptul că, în anul 2014, în baza contractului C57/31.01.2012, Sucursalele de Transport: București, Pitești, Sibiu și Constanța ale CNTEE Transelectrica SA, în baza comenzilor privind lucrări de înlocuire de întreruptoare de 220kv, 110kv și 245 kv, au acceptat la plată facturi (având anexate situații de plată certificate de Sucursalele de Transport și Sucursalele Smart) și situații de lucrări întocmite de Sucursalele Smart, în care, la categoria materiale, au fost incluse întreruptoare achiziționate la prețuri supreevaluate, la care s-au adăugat, cheltuieli indirecte de 30% și profit de 5%, fapt ce a condus la utilizarea ineficientă a fondurilor bănești în sumă estimată de 7.652.

- **Dosar nr. 40958/3/2016 – Tribunalul București**

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Obiectul dosarului:

Transelectrica, în calitate de reclamantă solicită obligarea SMART SA la plata sumei în valoare de 2.797, incluzând TVA + 1.212, reprezentând accesorii.

Stadiu dosar:

Solutia TMB: A fost admisă excepția prescripției dreptului la acțiune, invocată de pârâtă. S-a respins acțiunea ca fiind prescrisă. A fost respinsă cererea reclamantei de obligare a pârâtei la plata cheltuielilor de judecată, ca neîntemeiată. Cu apel în termen de 30 zile de la comunicare. Document: Hotărâre 2667/2021 29.10.2021.

Soluție CAB 10.05.2022 : Respinge apelul ca nefondat.

Transelectrica a declarat recurs la data de 16.06.2022, care se află în procedură de filtru la ICCJ.

- **Dosar nr. 24360/3/2020 – Tribunalul Bucuresti**

Obiectul dosarului:

SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 14,75 mii euro + TVA, cval. 38 fundatii de beton, 98,28 mii euro + TVA, cval. lucrari suplimentare executie canale, 112 + TVA, cval. rastele tip Mecano, dobanzi legale.

Stadiu dosar:

Solutia TMB: a fost admisă excepția prescripției extinctive. S-a calificat excepția inadmisibilității ca fiind apărare de fond. A fost respinsă acțiunea ca fiind prescrisă, dreptul material la acțiune. Cu drept de a formula apel, în termen de 30 zile de la comunicare pentru părți. Apelul urmează a fi depus la sediul Tribunalului București, secția a VI-a Civilă. Pronunțat în data de 10 mai 2021 în ședință publică. Document: Hotărâre 1263/2021; SMART a declarat apel.

Solutia CAB pe scurt: A fost admis apelul. S-a anulat sentința apelată și, evocând fondul, a fost admisă excepția prescripției extinctive a dreptului material la acțiune. A fost respinsă acțiunea ca fiind prescrisă. S-a respins cererea apelantei de obligare a intimetei la plata cheltuielilor de judecată. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare. Recursul se depune la CAB- Secția a VI-a Civilă. Pronunțată în sedință publică în data de 11.02.2022. Document: Hotărâre 247/2022;

SMART SA a declarat recurs la ICCJ. Soluție în data de 11.10.2022: A fost anulat recursul declarat de recurenta-reclamantă SMART SA împotriva deciziei civile nr. 247 A din 11 februarie 2022, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a VI-a Civilă. Definitivă.

- **Dosar nr.51633/299/2021 - Tribunalul Bucuresti**

Obiectul dosarului:

SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 118 mii + TVA, reprezentând "cheltuieli cu servicii de asistență, angajate în contul Companiei precum și la plata beneficiilor nerealizate (dobândă legală).

Stadiu dosar:

Solutia Judecatoriei Sector 3 Bucuresti: Respinge, ca neîntemeiată, cererea. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare. Document: Hotărâre 6134/2022 21.06.2022.

La data de 02.11.2022 SMART SA a formulat apel împotriva Sentinței civile nr.6134/21.06.2022 pronunțată de Judecatoria Sector 3 Bucuresti.

- **Dosar nr.15561/3/2022 - Tribunalul Bucuresti**

Obiectul dosarului:

SMART SA a solicitat obligarea Transelectrica la plata sumei de 4,47 mil referitor la executarea unui contract administrativ.

Stadiu dosar:

Termen de judecată: **23.03.2023.**

II. litigii în contradictoriu cu Filiala TELETRANS SA

- **Dosar nr. 16216/3/2017 înregistrat la Tribunalul București – Secția a VI-a Civilă**

Dosarul a primit un numar nou 153/2/2021 la CAB – Sectia de Contencios Adm. si Fiscal

Obiectul dosarului:

Prin cererea de chemare în judecată, Teletrans S.A. solicită instanței

- Să constate îndeplinite în totalitate serviciile ce fac obiectul contractului 03/2007, astfel cum a fost adiționat;
- În subsidiar, să constate că serviciile ce fac obiectul contractului 03/2007, astfel cum acesta a fost adiționat, au fost prestate și acceptate parțial;
- Să oblige Transelectrica la plata sumei de 4.649, la care se adaugă TVA în valoare de 883, reprezentând contravaloarea facturilor nr. 115/2017, nr. 123/2017 până la nr. 143/2017;
- Să oblige Transelectrica la plata sumei de 214 mii euro la care se adaugă TVA, la cursul valutar de la data emiterii facturilor, reprezentând contravaloarea serviciilor prestate și acceptate parțial pentru perioada contractuală mai 2014 – noiembrie 2016, "în subsidiar dacă se va admite capătul II de cerere și nu capătul I de cerere";

Stadiu dosar:

Soluția pe scurt: Admite excepția prescripției dreptului material la acțiune referitoare la facturile fiscale aferente lunilor februarie – martie 2014. Respinge cererea aferentă facturilor nr. 115/01.032015 și nr. 123/01.03.2017 ca fiind prescrisă. Respinge în rest acțiunea ca neîntemeiată. Cu apel în 30 zile de la comunicare. Apelul se depune la Tribunalul București - Secția a VI-a Civilă. Pronunțată în ședință publică azi, 22.04.2019. Document: Hotărâre 1064/2019 22.04.2019.

Dosarul a primit un numar nou 153/2/2021 la CAB – Sectia de Contencios Adm. si Fiscal, în care s-a ivit conflict negativ de competență, iar cauza a fost înaintată la ICCJ pentru stabilirea secției competente. ICCJ a stabilit ca sectia competenta este Sectia a VI-a a CAB.

Termen de judecata : 18.08.2021. Solutia pe scurt: A fost admisă excepția inadmisibilității apelului. S-a respins apelul ca inadmisibil. De la data comunicării prezentei decizii, raportat la dispozițiile art.457 alin.3 Cod procedură civilă, începe să curgă termenul pentru exercitarea căii de atac a recursului. Definitivă. Document: Hotărâre nr. 1214/06.09.2021.

Teletrans a declarat recurs ce a fost respins ca inadmisibil la ICCJ în data de 07.03.2023.

Observații cu privire la circumstanțele declanșării litigiului:

În urma controlului efectuat în perioada ianuarie–martie 2017 la Teletrans, Curtea de Conturi a constatat ca Teletrans nu a recuperat și încasat de la Transelectrica suma de bani solicitată prin acțiunea descrisă mai sus.

Contactul C03/2007 condiționează emiterea și acceptarea la plată a facturilor de confirmarea de către reprezentanții Companiei noastre, la nivel de sucursale și executiv, a serviciilor menționate în fiecare proces verbal emis de reclamantă.

Ca urmare a îndeplinirii necorespunzătoare de către Teletrans SA a serviciilor contractate în baza C03/2007, Procesele verbale locale de recepție a serviciilor nu au fost vizate de către majoritatea Sucursalelor de Transport, motiv pentru care Direcțiile derulatoare ale contractului C03/2007 nu au aprobat nici Procesele verbale de recepție centralizatoare lunare.

➤ ALTELE

Compania este implicată în litigii semnificative, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex.: Petprod SRL, Total Electric Oltenia SA, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Romenergy Industry SRL, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, CET Iași, CET Bacău, CET Brăila, CET Govora, CET Brașov, Elsaco Energy SRL, Arelco Power SRL, Arelco Energy SRL, Opcom, Menarom PEC SA Galați și alții).

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

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

➤ Control Filiale

• **SMART SA**

Control Curtea de Conturi a României – Follow up

În perioada 02.02-07.02.2022, Curtea de Conturi a României a efectuat un control la filiala SMART pentru verificarea modului de ducere la îndeplinire a măsurilor dispuse prin Decizia 6/2017 și a fost emis Raportul de follow-up.

Control ANAF-DGAMC

În data de 19.10.2022, a început inspecția fiscală parțială, având ca obiective - verificarea legalității și conformității declarațiilor fiscale și/sau operațiunilor relevante pentru inspecția fiscală, a corectitudinii și exactității îndeplinirii obligațiilor în legătură cu stabilirea bazelor de impozitare și a obligațiilor fiscale principale privind:

- Taxa de valoarea adăugată în perioada 01/01/2017-31/12/2021
- Impozitul pe profit în perioada 01/01/2017-31/12/2021
- Verificarea respectării prevederilor legislației fiscale și contabile
- Verificarea altor aspecte relevante pentru impozitare, dacă prezintă interes pentru aplicarea legislației fiscale contabile.

Controlul ANAF a fost finalizat prin emiterea procesului verbal nr. 344 din data de 12.10.2022.

➤ **Garantii**

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, garanțiile Companiei se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Garantii acordate, din care:	624.377	346.250
- scrisori de garantie acordate – productie	152.870	86.625
- scrisori de garantie acordate – investitii	64.007	84.625
- alte garantii acordate	407.500	175.000
Garantii primite, din care:	827.377	668.520
- scrisori de garantie primite – productie	388.086	257.095
- scrisori de garantie primite – investitii	390.981	363.100
- alte garantii primite	48.310	48.326

Garanții acordate

Compania este obligată conform Licenței nr. 161/2000 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, a serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, acordată prin Decizia președintelui ANRE nr. 865/22.12.2000, cu modificările și completările ulterioare, să constituie și să mențină o garanție financiară de 1% din cifra de afaceri asociată activităților autorizate prin licență, aferente ultimului exercițiu încheiat, care să asigure prestarea cu continuitate a activităților ce fac obiectul licenței, cu luarea în considerare a riscurilor majore ce pot afecta aceste activități și care să acopere eventualele daune solicitate conform prevederilor contractuale încheiate. În vederea respectării acestei obligații, Compania a încheiat la data de 01.02.2022 un contract de credit cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară în sumă de 23.268.228 cu valabilitate în perioada 01.01.2022-31.12.2022.

La data de 24.11.2022, a fost încheiat actul adițional nr. 1 la contractul de credit încheiat cu Banca Comercială Română având ca obiect acordarea unui plafon pentru emiterea de scrisori de garanție bancară prin care s-a majorat valoarea plafonului la suma de 37.026.292 și s-a prelungit valabilitatea până la data de 31.12.2023.

Celelalte garanții acordate sunt reprezentate, în principal, de scrisori de garanție bancară emise pentru contractele încheiate pe piețele centralizate administrate de OPCOM – Piața Centralizată a Contractelor bilaterale de energie electrică prin licitație extinsă (PCCB-LE), Piața pentru Ziua Următoare (PZU) și Piața Intra-zilnică (PI), precum și angajamente/garanții acordate aferente contractelor de împrumut aflate în derulare pentru activitatea de investiții.

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Alte garanții acordate reprezintă contractele cesionate pentru garantarea liniilor de credit contractate pentru schema de sprijin pentru cogenerare și pentru capital de lucru.

Garanții primite

Garanțiile primite sunt reprezentate, în principal, de scrisorile de garanție bancară de bună plată aferente contractelor încheiate pe piața de energie electrică, de scrisorile de garanție de bună execuție, de scrisorile de garanție de avans/bună execuție aferente contractelor de investiții și alte garanții primite în cadrul contractelor finanțate din tariful de racordare.

e) Rezerve din reevaluare la 31 decembrie 2022

La 31 decembrie 2022, rezervele din reevaluare sunt în valoare de 734.233 (la 31 decembrie 2021: 801.800).

Începând cu data de 1 mai 2009, rezervele din reevaluarea mijloacelor fixe, inclusiv a terenurilor, efectuată după data de 1 ianuarie 2004, care sunt deduse la calculul profitului impozabil prin intermediul amortizării fiscale sau al cheltuielilor privind activele cedate și/sau casate, se impozitează concomitent cu deducerea amortizării fiscale, respectiv la momentul scăderii din gestiune a acestor mijloace fixe, după caz.

Rezervele realizate sunt impozabile în viitor, în situația modificării destinației rezervelor sub orice formă, în cazul lichidării, fuziunii companiei inclusiv la folosirea acesteia pentru acoperirea pierderilor contabile, cu excepția transferului, după data de 1 mai 2009, a rezervelor menționate în paragraful anterior.

f) Tariful pentru serviciul de transport al energiei electrice și serviciul de sistem

Tariful de transport al energiei electrice se stabilește pe baza unei metodologii de reglementare de tip „venit plafon”. Prin aceasta, ANRE stabilește un venit țintă inițial anual calculat prin însumarea costurilor reglementate și a rentabilității reglementate a activelor recunoscute. Anumite costuri cuprinse în baza de costuri reglementate se afla sub incidența unor cerințe de eficiență ce limitează nivelul cheltuielilor ce poate fi recuperat prin tariful reglementat (cheltuieli de operare și mentenanță controlabile, consumul propriu tehnologic). Seria de venituri țintă anuale calculate pentru o perioadă de reglementare este reprofilată printr-o procedură de liniarizare în scopul atenuării unor eventuale creșteri/scăderi ample ale venitului de la un an tarifar la următorul. Venitul astfel reprofilat este ajustat anual cu indicele prețurilor de consum.

Anumite schimbări ale mecanismul de tarifare pot avea un impact semnificativ asupra recuperării amortizării reglementate a mijloacelor fixe incluse în baza activelor reglementată.

Anul 2022 este al treilea din seria de cinci ani consecutivi care formează perioada a patra de reglementare tarifară multianuală pentru activitatea de transport al energiei electrice (1 ianuarie 2020 – 31 decembrie 2024). Coordonatele principale ale acestei perioade de reglementare au fost stabilite de către ANRE în baza cadrului de reglementare specific, respectiv metodologia de stabilire a tarifului pentru activitatea de transport al energiei electrice. Față de formele anterioare ale metodologiei în baza cărora au fost stabilite tarifele în perioada de reglementare precedentă (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019) și în perioada de tranziție de la perioada de reglementare precedentă la perioada de reglementare actuală (1 iulie 2019 – 31 decembrie 2019), metodologia aplicabilă la stabilirea tarifelor în cadrul perioadei a patra de reglementare nu a suferit modificări substanțiale.

În ce privește aspectele fundamentale ale metodologiei (elementele principale din care este alcătuit venitul reglementat și modul de formare a acestuia, recuperarea costurilor de operare, recuperarea și remunerarea capitalului investit în active reglementate, prezentă și natura elementelor stimulative, modul de colectare a venitului reglementat), acestea au rămas neschimbate asigurând continuitatea și predictibilitatea cadrului de reglementare. Setările tarifare detaliate pentru întreaga perioadă de reglementare multianuală actuală au fost stabilite inițial în cursul anului 2019.

În cursul anului 2020, în conformitate cu metodologia aplicabilă, a avut loc o revizuire a coordonatelor de perioadă aprobate anterior. Această revizuire a fost necesară și prin prisma modificării configurației tarifare în sensul comasării tarifului pentru activitatea de transport cu tariful aferent componentei de servicii funcționale din cadrul activității de servicii de sistem. Comasarea celor două tarife menționate a avut loc prin absorbția în tariful de transport a tarifului aferent componentei de servicii funcționale din cadrul activității de servicii de sistem. Astfel, a fost necesară revizuirea setărilor inițiale de start (Baza Activelor Reglementate) și de programare a costurilor aprobate pentru orizontul perioadei de reglementare, pentru a include activele și costurile aferente activității de servicii funcționale de sistem în setările de start și în programarea multianuală a perioadei a patra de reglementare. Anterior,

programarea costurilor aferente activității de servicii funcționale de sistem era revizuită și stabilită anual la aprobarea tarifului pentru servicii funcționale de sistem, metodologia anterioară neprevăzând stabilirea și aprobarea unei programări multianuale pentru aceste costuri.

Pe lângă comasarea celor două tarife menționate, prezentată mai sus, în procesul de revizuire a coordonatelor perioadei de reglementare au intrat și anumite elemente aprobate inițial pentru activitatea de transport, cum ar fi planul de investiții (revizuit ușor în scădere pentru îndreptarea unei erori tehnice produse la stabilirea inițială a programării – valorile de program au fost raportate inițial în termeni nominali, pentru scopul programării fiind necesară ajustarea valorilor raportate inițial prin extragerea inflației estimate pentru perioada de reglementare), valoarea Bazei Activelor Reglementate la 1 ianuarie 2020 (revizuită pe baza investițiilor efectiv realizate în semestrul al doilea al anului 2019), punctul de start și panta de eficiență impusă pentru costurile de operare și mentenanță controlabile supuse eficienței (punctul de start a fost revizuit prin includerea în media istorică multianuală a costurilor realizate în semestrul al doilea al anului 2019 și prin eliminarea din media istorică multianuală a anumitor costuri care au fost reîncadrate în categoria costurilor necontrolabile în a patra perioadă de reglementare, panta de eficiență a fost redusă de la 1,5% la 1,0%), prețul de prognoză pentru achiziția energiei electrice pentru acoperirea pierderilor tehnice în rețeaua de transport (revizuit prin indexarea cu inflația realizată în semestrul al doilea al anului 2019).

În contextul creșterii semnificative a prețurilor energiei electrice pe piețele angro începând cu vara anului 2021, la nivelul cadrului legislativ și de reglementare au fost implementate o serie de măsuri având ca scop atenuarea impactului semnificativ al acestei evoluții asupra costurilor suportate de operatorii rețelelor publice de transport și distribuție a energiei electrice cu achiziția din piața angro a energiei necesare pentru acoperirea consumurilor proprii tehnologice în rețele:

- în conformitate cu cadrul de reglementare emis de ANRE, la stabilirea tarifului de transport intrat în vigoare la data de 1 ianuarie 2022, a fost majorată componenta de venit inclusă în tarif destinată acoperirii costurilor cu achiziția energiei pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport, față de valoarea stabilită inițial pentru anul 2022 în cadrul programării multianuale a costurilor pentru perioada de reglementare 2020-2024;
- în conformitate cu cadrul legislativ (O.U.G. nr. 27/2022), la 1 aprilie 2022 a fost aplicată o creștere suplimentară a tarifului de transport. Această creștere a tarifului a avut rolul de a asigura recuperarea de către Companie a deficitului înregistrat în anul 2021 între venitul inclus în tarif și costul real al energiei electrice achiziționate din piața angro pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport. Această măsură a devansat procesul de recuperare a deficitului din anul 2021, care în conformitate cu reglementările ANRE s-ar fi realizat un an mai târziu și anume în anul 2023;
- în conformitate cu cadrul legislativ (OUG nr. 119/2022), a fost introdusă măsura capitalizării costurilor suplimentare cu consumul propriu tehnologic, respectiv a diferenței între costul realizat și costul inclus în tarif de transport. Recuperarea prin tarif de transport a acestei diferențe urmează a fi realizată în mod eșalonat pe o perioadă de cinci ani. Măsura capitalizării a fost stabilită pentru perioada 1 ianuarie 2022 – 30 august 2023. Pentru diferența capitalizată în anul 2022, recuperarea prin tarif de transport va fi realizată în perioada 2023-2027.

Efectul cumulativ al măsurilor menționate mai sus a fost de echilibrare a veniturilor și a costurilor Companiei, în condițiile creșterii semnificative a costurilor cu consumul propriu tehnologic pe fondul creșterii ample a prețurilor energiei electrice pe piețele angro. Totodată, cele două majorări ale tarifului de transport, aplicate la 1 ianuarie și la 1 aprilie 2022, au contribuit și la reducerea presiunii pe care costurile crescute au exercitat-o asupra fluxurilor de numerar.

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

	U.M	Tarif aplicat 1 ianuarie – 31 martie 2022 (aprobat prin Ordinul ANRE nr. 124/2021)	Tarif aplicat 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023 (aprobat prin Ordinul ANRE nr. 33/2022)
Tarif mediu pentru serviciul de transport al energiei electrice, din care:	lei/MWh	23,96	28,10
<i>Tarif de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea</i>	lei/MWh	1,49	2,53

	U.M	Tarif aplicat 1 ianuarie – 31 martie 2022 (aprobat prin Ordinul ANRE nr. 124/2021)	Tarif aplicat 1 aprilie 2022 – 31 martie 2023 (aprobat prin Ordinul ANRE nr. 33/2022)
Tariful de transport - componenta de extragere a energiei electrice în rețea	lei/MWh	22,47	25,57

- **Tariful aferent serviciului de sistem**

	U.M	Tarif aplicat 1 ianuarie – 31 decembrie 2022 (aprobat prin Ordinul ANRE nr. 124/2021)
Serviciul de sistem	lei/MWh	9,32

➤ *Contingente*

La 31 decembrie 2022, **datoriile contingente** sunt în valoare de 36.303 lei. Acestea sunt aferente unor litigii ce au ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare în urma creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contracte de investiții.

- *Dosar nr. 20780/3/2020 - reclamant ENERGMONTAJ SA (7.092)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare aferente creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor și obligarea la încheierea unui act adițional la contractul C54/2018.

Obiectul contractului C54/2018 îl reprezintă proiectul de investiții - *Retehnologizarea stației 220/110 kV Craiova Nord*.

După mai multe amânări ale termenelor față de lipsa raportului de expertiză, următorul termen a fost stabilit pentru data de 20.04.2022.

La ședința din data de 20.04.2022, TMB admite cererea de anulare a raportului de expertiză judiciară formulată de reclamanta ELECTROMONTAJ SA. Dispune anularea Raportului de expertiză tehnică judiciară specialitatea contabilitate întocmit de doamna expert OPRESCU RUXANDRA și efectuarea unei noi expertize cu obiectivele:

- să se determine costurile suplimentare suportate de către reclamanta ELECTROMONTAJ SA ca urmare a creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor la suma de 3.000 lei/lună pentru lucrările efectuate în temeiul contractului de lucrări nr. C54 din 27.02.2018 în perioada ianuarie 2019 - ianuarie 2021;

- să se determine costurile suplimentare generate de creșterea salariului minim în domeniul construcțiilor la suma de 3.000 lei/lună pentru lucrările ce vor fi efectuate în temeiul contractului de lucrări nr. C54 din 27.02.2018, începând cu luna februarie 2021 până la momentul finalizarea lucrărilor.

Acordă termen de judecată la data de 15.09.2022.

În data de 15.09.2022, Curtea de Apel București amână cauza la data de 24.11.2022, soluția: față de lipsa raportului de expertiză.

Administrare probe/expertiză, termen de judecată: **23.02.2023**. Amână pronunțarea la data de 03.03.2023. La termenul din 03.03.2023, soluția pe scurt: Respinge obiecțiunile la raportul de expertiză judiciară specialitatea contabilitate formulate de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice TRANSELECTRICA SA, ca neîntemeiate. Repune cauza pe rol. Acordă termen de judecată la data de **23.03.2023**.

- *Dosar nr. 25896/3/2020 - reclamant Electromontaj București (10.000)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare aferente creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contractul de investiții C229/2015 - *Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad /LEA 400 kV Portile de Fier (Anina) – Reșița*.

Termen de judecată: 25.08.2022 - depunere raport expertiză.

La termenul din data de 25.08.2022, s-a amânat pronunțarea până în data de 13.09.2022. În data de 13.09.2022, TMB respinge obiecțiunile la raportul de expertiză în specialitatea contabilitate formulate de

pârâtă, ca neîntemeiate. Admite obiecțiunile la raportul de expertiză specialitatea contabilitate formulate de reclamantă. Se va emite adresă către expertul Cojocaru Mihaela cu mențiunea de a răspunde la obiecțiuni și de a depune la dosar răspunsul. Cu cale de atac cu fondul.

Având în vedere lipsa raportului de expertiză, la termenul de judecată din data de 07.02.2023, se amână cauza la data de **04.04.2023**, pentru depunerea raportului de expertiză.

- *Dosar nr. 27001/3/2021 – reclamant Romelectro (3.523)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare aferente creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contractul de investiții C264/2017 - *Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova*.

La termenul de judecată din 09.09.2022, se fixează alt termen în data de 16.12.2022, pentru continuarea judecării. Având în vedere lipsa raportului de expertiză, la termenul de judecată din data de 03.03.2023, se amână cauza la data de 28.04.2023, pentru depunerea raportului de expertiză.

- *Dosar nr. 22368/3/2021 – reclamant Romelectro (2.275)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare aferente creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contractul de investiții C260/2017 – *Modernizarea instalațiilor 110 și 400(220) kV în stația Focșani Vest*.

La termenul din data de 24 iunie 2022, respinge cererea de chemare în judecată, ca neîntemeiată. Cu apel în termen de 10 zile de la comunicare. Cererea de apel se depune la Tribunalul București - Secția a VI-a Civilă. Document: Hotărâre nr. 1555/2022.

- *Dosar nr. 30801/3/2021 – reclamant Romelectro (2.271)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare aferente creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor pentru contractul de investiții C145/2018 - *Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud*.

La ședința din data de 20.04.2022, soluția TMB este: "Încuviințează proba cu expertiză contabilă având următoarele obiective:

- să precizeze expertul dacă Romelectro îndeplinește condiția prevăzută de art. 66 din OUG 114/2018, respectiv dacă 80% din cifra de afaceri a Romelectro este realizată din lucrări de construcții, atât în anul anterior perioadei de referință (2018), cât și în perioada de referință (2019);

- să calculeze expertul diferența de cost generată de creșterea salariilor resursei umane întrebuințate în mod efectiv de către Romelectro în realizarea lucrării aferente Contractului nr. C145/2018, în perioada de referință și în primele două luni anterioare acesteia, respectiv:

a) Să precizeze pentru fiecare salariat (resursă umană întrebuințată efectiv) în parte dacă a avut salariul brut sub 3000 lei/lună sau mai mare în lunile noiembrie și decembrie 2018;

b) Când s-a produs majorarea salariului resursei umane la 3000 lei/lună;

c) Care este diferența dintre salariul avut anterior și salariul impus de OUG nr. 114/2018;

d) Dacă în intervalul 01.11.2018 – 31.12.2018, Romelectro a micșorat salariile resursei umane întrebuințate;

e) Să precizeze care este diferența de cost reală, cumulată, aferentă salariului resursei umane utilizate de Romelectro în realizarea efectivă a lucrărilor ce fac obiectul Contractului nr. C145/2018, pentru perioada de referință.

- să determine expertul, pe baza devizelor analitice, care este procentul, respectiv suma cu care Transelectrica trebuie să ajusteze prețul Contractului nr. C145/2018 pentru manopera aferentă lucrărilor rămase de executat la data de 01.01.2019, ca urmare a modificărilor legislative instituite de OUG nr. 114/2018 în sensul creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor la suma de 3000 lei/lună;

- să determine expertul zilele/lunile de întârziere înregistrate în executarea lucrărilor aferente Contractului de lucrări nr. C145/2018 ca urmare a problemelor de finanțare întâmpinate de Romelectro S.A. ca urmare a refuzului Transelectrica de a plăti prețul la valoarea ajustată, respectiv cum a influențat graficul de execuție neajustarea de către Transelectrica a prețului Contractului ca urmare a modificărilor legislative instituite de OUG 114/2018 în sensul creșterii salariului minim în domeniul construcțiilor la suma de 3000 lei/lună.

Stabilește termen de judecată la data 29 aprilie 2022, ora 09:00, pentru când vor fi citate părțile. La termenul din data de 29 aprilie 2022, se amână cauza în vederea administrării probatoriului și acordă termen la data de 14.10.2022.

La termenul din 14.10.2022, soluția pe scurt: Față de lipsa raportului de expertiză, amână cauza și acordă termen la data de **07.04.2023**.

- *Dosar nr. 37332/3/2021 – reclamant Romelectro (4.433)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând pretenții – OUG 114/2018 pentru contractul de C112/2019 – Retehnologizare stația 110kv a axului Porțile de Fier – Anina- Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad- Stația 400Kv Timișoara.

La termenul din data de 22 iunie 2022, Tribunalul București admite excepția de netimbrare. Anulează cererea ca netimbrată. Cu apel în termen de 10 de zile de la comunicare.

- *Dosar nr. 8193/3/2022 – reclamant Tempos Sev (2.437)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând pretenții – OUG 114/2018 pentru contractul de C80/2018 – Retehnologizare stația 220/110kv Hășdat.

La termenul din data de 10 iunie 2022, se amână cauza la data de 14.10.2022. La termenul din 14.10.2022, s-a amânat pronunțarea pentru data de 21.10.2022. Soluție: "În temeiul art. 258 și art.255 C.proc.civ. încuviințează pentru ambele părți proba cu înscrisuri iar pentru pârâtă încuviințează și probele cu interogatoriul reclamantei și cu expertiza contabilă. Stabilește ca expertiza contabilă să aibă obiectivele indicate de pârâtă prin întâmpinare, la care se vor adăuga cele suplimentare indicate de aceasta, prin Nota de probatorii depusă la termenul din 14.10.2022, precum și obiectivele indicate de reclamantă prin Notele de ședință depuse la același termen. Pune în vedere reclamantei să depună la dosar înscrisurile solicitate de pârâtă prin Nota de probatorii din 14.10.2022. Pune în vedere reclamantei să depună la dosar răspunsul la interogatoriul ce a fost comunicat odată cu întâmpinarea, sub semnătura reprezentantului legal, sub sancțiunea aplicării dispozițiilor art. 358 C.proc.civ. Pronunțată astăzi, 21.10.2022, prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței."

Având în vedere lipsa raportului de expertiză, la termenul de judecată din data de 10.03.2023, se amână cauza la data de 05.05.2023.

- *Dosar nr. 8440/3/2022 – reclamant Tempos Sev (2.437)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând pretenții – OUG 114/2018 pentru contractul de C80/2018 – Retehnologizare stația 220/110kv Hășdat.

La termenul de judecata din 13.09.2022 s-a amânat cauza la data de **08.11.2022**, în vederea administrării probatoriului încuviințat.

La termenul de judecată din 08.11.2022, soluția pe scurt: "În baza art. 242 alin. 1 Cod procedură civilă, suspendă judecata cauzei. Cu drept de a formula cerere de repunere pe rol și recurs, pe toată durata suspendării. Cererea de recurs se depune la Tribunalul București-Secția a VI-a Civilă, sub sancțiunea nulității. Document: Încheiere - Suspendare 08.11.2022".

- *Dosar nr. 8442/3/2022 – reclamant Tempos Sev (1.429)*

Dosarul are ca obiect executare contract administrativ pentru contractul de C80/2018 – Retehnologizare stația 220/110kv Hășdat.

La termenul din 16.09.2022, se admite excepția conexității. Trimite dosarul la completul mai întâi investit, cu soluționarea dosarului nr. 8193/3/2022, respectiv completul 12 Fond, în vederea conexării dosarului nr. 8442/3/2022 la dosarul nr. 8193/3/2022. Cu apel odată cu fondul. Pronunțată, azi, 16.09.2022, prin punerea soluției la dispoziția părților de către grefa instanței. Document: Încheiere finală (dezinvestire) 16.09.2022

- *Dosar nr. 527/1285/2021 – reclamant ELM Electromontaj Cluj (402)*

Dosarul are ca obiect pretenții reprezentând pretenții – OUG 114/2018 pentru contractul de C4/6882/21.01.2019 –Modernizare stația Vetiș.

Soluția Tribunalului Cluj: "Admite cererea de chemare în judecată formulată de reclamanta ELM ELECTROMONTAJ CLUJ S.A., în contradictoriu cu pârâta C.N.T.E.E. „TRANSELECTRICA” S.A. Obligă pârâta să încheie cu reclamanta un act adițional la Contractul de lucrări nr. C4/6882/21.01.2019, având ca obiect modificarea prețului contractului ca urmare a majorării salariului de bază minim brut pe țară

garantat în plată pentru domeniul construcțiilor, prin art. 71 din O.U.G. nr. 114/2018, conform situațiilor de lucrări decontate începând cu luna mai 2020 și până la finalizarea lucrărilor aferente contractului. Obligă pârâta la plata, în favoarea reclamantei, a sumei de 402.273,61 lei (exclusiv TVA), reprezentând diferența dintre costurile cu manopera ofertată și costurile cu manopera executată și acceptată în baza Contractului de lucrări nr. C4/6882/21.01.2019, aferentă situațiilor de lucrări întocmite pentru perioada mai 2020 – 31 mai 2021, precum și în continuare, la fel, la plata diferențelor dintre costurile cu manopera ofertată și costurile cu manopera executată și acceptată până la recepția la terminarea lucrărilor. Obligă pârâta la plata, în favoarea reclamantei, a sumei de 13.666,70 lei reprezentând penalități de întârziere de 0,02%/zi, calculate asupra debitului principal de la data scadenței și până la data de 31.05.2021, precum și la plata penalităților de întârziere calculate în continuare până la achitarea integrală a debitului principal. Obligă pârâta la plata, în favoarea reclamantei, a sumei de 8.436,06 lei, reprezentând cheltuieli de judecată, respectiv taxă judiciară de timbru. Cu drept de apel în termen de 10 zile de la comunicare, cererea de apel urmând a fi depusă la Tribunalul Specializat Cuj. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței, astăzi, 22 octombrie 2021.”

Compania a declarat apel.

Toate valorile din dosarele care au ca obiect pretenții reprezentând costuri suplimentare solicitate de către reclamant și care fac obiectul unor contracte de execuție lucrări, se vor reflecta în valoarea investițiilor, dacă acestea vor fi soluționate în instanță și facturate de către partenerii respectivi, cu excepția cheltuielilor de judecată și a penalităților stabilite de instanță.

- *Control Ministerul Finanțelor – Direcția Generală de Inspecție Economico-Financiară*

Începând cu data de 06.09.2022, la sediul Companiei a fost reluată acțiunea de control de la Ministerul Finanțelor – Direcția Generală de Inspecție Economico-Financiară. Această acțiune de control a fost inițiată în baza Ordinului de serviciu nr. 65/15.09.2017, precum și a Ordinului de serviciu nr. 19/12.06.2018 și suspendată în data de 17.07.2018, conform Adresei nr. 261775/17.07.2018.

Obiectivele inspecției economico-financiare sunt prezentate mai jos:

- ✓ verificarea respectării prevederilor OG nr. 26/2013 privind întărirea disciplinei financiare la nivelul unor operatori economici la care statul sau unitățile administrativ-teritoriale sunt acționari unici ori majoritari sau dețin direct ori indirect o participație majoră, pentru perioada 2012 – 2016;
- ✓ verificarea respectării prevederilor OUG nr. 109/2011 privind governanța corporativă a întreprinderilor publice, pentru perioada 2020 – zi;
- ✓ verificarea respectării prevederilor OUG nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, pentru perioada 2012 – 2016;
- ✓ verificarea respectării prevederilor OG nr. 57/2019 privind Codul administrativ, pentru perioada 2020 – zi;
- ✓ verificarea respectării prevederilor OUG nr. 119/1999 privind controlul intern/managerial și controlul financiar preventiv, pentru perioada 2020 – zi.

În data de 29.12.2022, prin întocmirea unei note unilaterale, a fost încheiată acțiunea de inspecție economico-financiară. Nu au existat abateri constatate și implicit nici măsuri.

În prezent, există pe rol litigii cu Curtea de Conturi a României, referitoare la controale desfășurate în anii 2013, 2017 și 2020, prezentate detaliat la capitolul Litigii.

Ținând seama de constatările Curții de Conturi consemnate în Deciziile emise de aceasta în urma controalelor efectuate în situațiile financiare încheiate trimestrial, semestrial și anual, am precizat că poate exista posibilitatea de a rezulta obligații fiscale suplimentare la plată, dar care la data prezentă, nu pot fi determinate cu acuratețe în condițiile prevăzute de Standardul IAS 37 - Provizioane, datorii contingente și active contingente.

30. PĂRȚI AFILIAȚE

i) Părți afiliate – principalii indicatori economico-financiar realizati de Filialele Companiei la data de 31.12.2021

Principalii indicatori economico-financiar realizati de filialele Companiei la data de 31 decembrie 2021 (ultimul exercițiu financiar pentru care au fost aprobate situațiile financiare ale filialelor) se prezintă, astfel:

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Denumire indicatori	OPCOM	FORMENERG	ICEMENERG SERVICE
Cifra de afaceri	41.152	1.831	9
Profit/(Pierdere) brut/(ă)	11.153	(2.444)	(28.800)
Capital social vărsat	31.366	1.948	493
Capital social nevărsat	-	-	-
Rezerve	9.011	250	13
Capitaluri proprii - total	47.072	3.491	(28.037)

ii) Părți afiliate – tranzacții cu Filiale deținute de Companie

La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, soldurile cu filialele deținute de Companie sunt detaliate, astfel:

Entitatea afiliată	Creanțe comerciale		Datorii comerciale	
	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
FORMENERG SA	-	-	-	-
OPCOM SA	654.372	634.764	647.260	627.502
TOTAL	654.372	634.764	647.260	627.502

Tranzacțiile desfășurate în 2021 și 2020 cu filialele sale sunt detaliate, după cum urmează:

Entitatea afiliată	Vânzări		Achiziții	
	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
FORMENERG SA	-	-	39	-
OPCOM SA	6.971.351	2.257.962	2.069.010	1.171.196
TOTAL	6.971.351	2.257.962	2.069.049	1.171.196

În cursul anului 2022, Compania a încasat dividende de la filialele OPCOM și TELETRANS, în cuantum de 1.532.

iii) Părți afiliate – tranzacții cu alte companii aflate în proprietatea statului

Compania este o entitate cu capital majoritar de stat.

După cum este prezentat în Nota 1 ("Mediul legislativ"), activitățile Companiei sunt reglementate de ANRE. Totodată, cum este prezentat și în Nota 3 (b), în conformitate cu Contractul de concesiune, se plătește o redevență anuală, calculată ca 4/1000 din valoarea veniturilor brute realizate din operațiuni de transport și tranzit al energiei electrice, prin sistemele naționale de transport, aflate în proprietatea publică a statului (începând cu 12 noiembrie 2020).

iv) Părți afiliate – companii în care CNTEE Transelectrica deține participații

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

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- TSCNET
- JAO
- SEE RSC

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

A fost constituit pentru a deservi Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din regiunea est-central-vestică a Europei (regiunea CORE) în vederea implementării coordonate a codurilor europene de rețea.

Afilierea se face cu participarea în cadrul acționariatului TSCNET prin efectuarea unei tranzacții de cumpărare de acțiuni în cadrul societății.

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

JAO (Joint Allocation Office)

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

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

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

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

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

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

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

31. SALARIZAREA CONDUCERII COMPANIEI

Salariile plătite angajaților încadrați cu Contract individual de munca (CIM) în funcții de conducere pentru serviciile prestate sunt compuse în principal din salariul de bază, beneficii la terminarea contractului de muncă și post angajare, precum și componenta fixă și componenta variabilă pentru membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere.

Acestea sunt detaliate, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
<u>Angajați cu CIM în funcții de conducere</u>		
Beneficii pe termen scurt	26.232	25.181
Alte beneficii pe termen lung	390	246
<u>Membrii Directoratului și Consiliului de Supraveghere</u>		
Componenta fixă	4.990	3.975
Componenta variabilă	-	-
Total	31.612	29.402

Prin Hotărârea nr. 8 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. din 14 decembrie 2021, s-a aprobat numirea membrilor Consiliului de Supraveghere cu o durată de 4 luni începând cu 22 decembrie 2021.

Prin Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. din 18 aprilie 2022, s-a aprobat numirea membrilor Consiliului de Supraveghere cu o durată de 4 luni începând cu 22 aprilie 2022, precum și stabilirea remunerației.

Prin Hotărârea nr. 6 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. din 18 august 2022, s-a aprobat numirea membrilor Consiliului de Supraveghere cu o durată de 4 luni începând cu 22 august 2022, precum și stabilirea remunerației.

Prin Hotărârea nr. 10 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” – S.A. din 15 decembrie 2022, s-a aprobat numirea membrilor Consiliului de Supraveghere cu o durată de 4 luni începând cu 22 decembrie 2022, precum și stabilirea remunerației.

Prin Deciziile Consiliului de Supraveghere nr. 49, 50, 51, 52 și 53 din 22.12.2021, s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 25.12.2021, cu o durată de 4 luni, precum și stabilirea remunției.

Prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 13 din 23.03.2022, s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 25.04.2022, cu o durată de 2 luni.

Prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 18 din 21.06.2022, s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 25.06.2022, cu o durată de 4 luni.

Prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 43 din 14.10.2022, s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 25.10.2022, cu o durată de 2 luni, precum și stabilirea remunției.

Prin Decizia Consiliului de Supraveghere nr. 53 din 19.12.2022, s-a aprobat numirea membrilor Directoratului Companiei începând cu data de 25.12.2022, cu o durată de 4 luni precum și stabilirea remunției.

32. INTERESE MINORITARE

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Sold la 1 ianuarie	-	-
Ponderea pierderii în an	-	-
Interese minoritare adiționale	-	-
Sold la sfârșitul perioadei	-	-

33. INSTRUMENTE FINANCIARE

Managementul riscului financiar

Compania este expusă următoarelor riscuri care decurg din instrumentele financiare: riscul de piață (riscul de rată a dobânzii și riscul valutar), risc de creditare și risc de lichiditate. Managementul global al Companiei se axează asupra imprevizibilității pieței financiare și caută să minimizeze potențialele efecte adverse ale performanței financiare a Companiei. Riscul de piață este riscul care produce schimbări asupra prețurilor pieței, precum schimbul valutar și rata dobânzii ce vor afecta veniturile Companiei sau valoarea deținerilor de instrumente financiare.

Compania nu are angajamente formale pentru a combate riscurile financiare. Cu toate acestea, riscurile financiare sunt monitorizate la nivel de management, punându-se accent pe necesitățile Companiei de a compensa eficient oportunitățile și amenințările.

Aceasta notă prezintă informații cu privire la expunerea Companiei față de riscurile menționate mai sus, la obiectivele, politicile și procesele aferente măsurării și administrării riscurilor, cât și despre gestionarea capitalului de către Companie.

Riscul de rată a dobânzii

Fluxurile de numerar operaționale ale Companiei sunt afectate de variațiile ratei dobânzilor, în principal ca urmare a împrumuturilor pe termen lung în valută contractate de la banci finanțatoare externe. Compania are împrumuturi pe termen lung semnificative cu dobânda variabilă, cu rate de dobândă variabile, care pot expune compania la riscul de numerar.

Riscul de numerar determinat de rata dobânzii este riscul ca dobânda și, prin urmare, cheltuiala cu aceasta, să fluctueze în timp.

La data bilanțului, raportul dintre instrumentele financiare cu rata de dobândă fixă și cele cu rata de dobândă variabilă ale Companiei este prezentat în continuare:

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Instrumente financiare cu rata dobânzii fixă		
Datorii financiare	80.219	104.327
Instrumente financiare cu rata dobânzii variabilă		
Datorii financiare	73.319	2.707

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Riscul de numerar determinat de rata dobanzii este riscul ca dobanda si, prin urmare, cheltuiala cu aceasta, sa fluctueze în timp.

Riscul valutar

Compania poate fi expusă fluctuațiilor cursului de schimb valutar prin numerar și echivalente de numerar, împrumuturi pe termen lung sau datorii comerciale exprimate în valută.

Moneda funcțională a Companiei este leul românesc. Compania este expusă riscului valutar la numerarul și echivalentele de numerar, achizițiile și împrumuturile realizate în altă monedă decât funcțională. Monedele care expun Compania la acest risc sunt, în principal, EUR, dar și USD. Împrumuturile în valută și datoriile în valută sunt ulterior exprimate în lei, la cursul de schimb de la data bilanțului, comunicat de Banca Națională a României. Diferențele rezultate sunt incluse în contul de profit și pierdere, dar nu afectează fluxul de numerar până în momentul lichidării datoriei.

Expunerea Grupului la riscul valutar, exprimată în RON, a fost:

31 Decembrie 2022	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar și echivalente de numerar	333.681	267.465	66.201	15
Alte active financiare	-	-	-	-
Creanțe	3.342.852	1.962.374	1.380.478	-
Expunerea brută active	3.676.533	2.229.839	1.446.679	15
Datorii financiare				
Furnizori și alte datorii	3.394.642	1.913.454	1.481.188	-
Împrumuturi	153.538	73.319	80.219	-
Expunerea brută datorii	3.548.180	1.986.773	1.561.407	-
Expunerea netă la data de raportare	128.353	243.066	(114.728)	15

31 Decembrie 2021	Valoare	RON	EUR	USD
Active monetare				
Numerar si echivalente de numerar	264.656	258.138	6.490	27
Alte active financiare	-	-	-	-
Creanțe	2.985.893	2.592.514	435.010	-
Expunerea brută active	3.250.549	2.850.652	441.501	27
Datorii financiare				
Furnizori și alte datorii	3.061.286	2.400.468	702.449	-
Împrumuturi	107.034	2.707	104.327	-
Expunerea brută datorii	3.168.321	2.403.175	806.776	-
Expunerea netă la data de raportare	82.228	447.477	(365.275)	27

Creanțele comerciale și alte creanțe, precum și furnizorii și alte obligații mai puțin furnizorii de imobilizări sunt exprimați numai în RON.

Următoarele rate de schimb au fost aplicate:

	Curs mediu		Cursul de schimb la data	
	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
RON/ EURO	4,9315	4,9204	4,9474	4,9481
RON/ USD	4,6885	4,1604	4,6346	4,3707

Analiza de sensibilitate a riscului valutar

O apreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021 ar fi crescut profitul brut cu sumele indicate mai jos. Această analiză presupune ca toate celelalte variabile rămân constante.

	<u>Profit 31 decembrie 2022</u>	<u>Profit 31 decembrie 2021</u>
EUR	11.473	36.528
USD	1	3
Total	11.474	36.530

O depreciere cu 10% a leului românesc față de următoarele monede străine la 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021 ar fi avut un efect similar dar de sens contrar asupra sumelor de mai sus, presupunând că toate celelalte variabile au rămas constante.

	<u>Profit 31 decembrie 2022</u>	<u>Profit 31 decembrie 2021</u>
EUR	(11.473)	(36.528)
USD	(1)	(3)
Total	(11.474)	(36.530)

Riscul de credit

Riscul de creditare este riscul în care Compania suportă o pierdere financiară ca urmare a neîndeplinirii obligațiilor contractuale de către un client sau o contrapartidă la un instrument financiar. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale și numerarul și echivalentele de numerar.

Tratamentul riscului de contrapartidă se bazează pe factori de succes interni și externi ai Companiei. Factorii externi de succes – care au efect asupra reducerii riscului în mod sistematic sunt: descentralizarea sectorului energetic în care producția, transportul, distribuția și furnizarea sunt activități distincte, iar interfața pentru client este reprezentată de furnizor, tranzacționarea energiei electrice pe piața din România pe două segmente de piață: piața reglementată și piața concurențială. Factorii interni de succes în tratamentul riscului de contrapartidă includ: diversificarea portofoliului de clienți și diversificarea numărului de servicii oferite pe piața de energie electrică.

Activele financiare care pot supune Compania riscului de încasare sunt în principal creanțele comerciale și numerarul și echivalentele de numerar. Compania a pus în practică o serie de politici prin care se asigură că vânzarea de servicii se realizează către clienți cu o încasare corespunzătoare, prin includerea în contractele comerciale a obligației acestora de a constitui garanții financiare. Valoarea creanțelor, netă de ajustările pentru pierderi de valoare, reprezintă suma maximă expusă riscului de încasare.

Riscul de încasare aferent acestor creanțe este limitat, întrucât aceste sume sunt, în principal, datorate de companii deținute de stat.

Expunerea maximă la riscul de încasare la data raportării a fost:

	<u>Valoarea netă</u> <u>31 decembrie 2022</u>	<u>Valoarea netă</u> <u>31 decembrie 2021</u>
Active financiare		
Creante comerciale nete	2.259.432	2.035.239
Numerar și echivalente de numerar	791.154	264.656
Alte creanțe nete și avansuri către fz	292.265	828.116
TVA de recuperat	333.681	122.538
Alte active financiare	-	-
Total	3.676.533	3.250.548

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Situația vechimii **creanțelor** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 31 decembrie 2022	Ajustare depreciere 31 decembrie 2022	Valoarea brută 31 decembrie 2021	Ajustare depreciere 31 decembrie 2021
Neajunse la scadență	2.167.294	439	1.917.696	43
Scadența depășită între 1 – 30 zile	149	3	22.662	-
Scadența depășită 31 – 90 zile	303	6	(322)	-
Scadența depășită 90 – 180 zile	45	7	13.124	12.541
Scadența depășită între 180 – 270 zile	451	450	103	23
Scadența depășită între 270 – 365 zile	188	182	643	85
Mai mult de un an	229.514	137.427	231.891	137.867
Total	2.397.945	138.513	2.185.798	150.558

Situația vechimii **altor creanțe** la data întocmirii situației poziției financiare a fost:

	Valoarea brută 31 decembrie 2022	Ajustare depreciere 31 decembrie 2022	Valoarea brută 31 decembrie 2021	Ajustare depreciere 31 decembrie 2021
Neajunse la scadență	1.052.210	35	917.479	8.469
Scadența depășită între 1 – 30 zile	258	-	208	-
Scadența depășită între 31 – 90 zile	605	-	11.542	2.108
Scadența depășită între 90 – 180 zile	2.507	243	1.777	484
Scadența depășită între 180 – 270 zile	1.708	171	1.205	482
Scadența depășită între 270 – 365 zile	10.098	9.403	3.864	970
Mai mult de un an	92.953	67.068	85.566	58.474
Total	1.160.339	76.919	1.021.641	70.987

Politica Transelectrica este de a înregistra ajustări de depreciere pentru pierdere de valoare în valoare de 100% pentru clienții în litigiu, în insolvență și în faliment și 100% din creanțele comerciale și alte creanțe neîncasate într-o perioadă mai mare de 180 zile, cu excepția creanțelor restante generate de schema de sprijin de tip bonus. De asemenea, Compania efectuează și o analiză individuală a creanțelor comerciale și a altor creanțe neîncasate.

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2022, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru CET Govora (25.077), Eco Energy SRL (24.736), Petprod SRL (23.540), Arelco Power (14.788), Total Electric Oltenia SA (14.186), Romenergy Industry (13.513), Romelectro SA (13.429), Elsaco Energy (9.276), RAAN (8.517), Next Energy Partners SRL (8.395).

Pentru recuperarea creanțelor ajustate pentru depreciere, Compania a luat măsuri de acționare în instanță, înscriere la masa credală etc.

Evoluția **ajustărilor pentru deprecierea clienților** se prezintă, după cum urmează:

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Sold la 1 ianuarie	150.558	138.494
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	2.756	16.673
Reluare ajustări pentru depreciere	14.801	4.609
Sold la sfârșitul perioadei	138.513	150.558

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

Evoluția ajustărilor pentru deprecierea altor creanțe se prezintă, după cum urmează:

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Sold la 1 ianuarie	70.987	60.019
Recunoaștere ajustări pentru depreciere	11.555	15.335
Reluare ajustări pentru depreciere	5.623	4.367
Sold la sfârșitul perioadei	76.919	70.987

Riscul de lichiditate

Riscul de lichiditate este riscul potrivit căruia Compania să întâmpine dificultăți în îndeplinirea obligațiilor asociate datoriilor financiare care sunt decontate în numerar sau prin transferul altui activ financiar.

O politică prudentă de gestionare a riscului de lichiditate implică menținerea unui suficient numerar și echivalente de numerar, disponibilitatea finanțării prin facilități de credit adecvate

	<u>31 decembrie 2022</u>	<u>31 decembrie 2021</u>
Active		
Active monetare în RON	2.229.839	2.850.652
Active monetare în monedă străină	1.446.694	441.527
	3.676.533	3.292.180
Datorii		
Datorii monetare în RON	(1.986.773)	(2.403.175)
Datorii monetare în monedă străină	(1.561.407)	(806.776)
	(3.548.180)	(3.209.952)
Pozitia monetara neta in RON	243.066	447.477
Pozitia monetara neta in moneda straina	(114.714)	(365.249)

Tabelul următor prezintă scadența contractuală a datoriilor financiare, inclusiv plata dobânzilor:

31 decembrie 2022	Valoare netă	Valoarea contractuală				
		<12luni	1–2ani	2–5ani	>5ani	
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	3.377.265	3.377.275	3.324.508	46.386	6.344	26
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	17.377	17.377	17.377	-	-	-
Împrumuturi	153.538	153.538	97.950	23.856	31.256	476
Total	3.548.180	3.548.190	3.473.396	70.242	37.600	502

31 decembrie 2021	Valoare netă	Valoarea contractuală				
		<12luni	1–2ani	2–5ani	>5ani	
Datorii financiare						
Furnizori și alte obligații	3.040.759	3.082.400	2.993.292	82.893	6.205	-
Alte impozite și obligații pentru asigurările sociale	20.527	20.527	20.527	-	-	-
Împrumuturi	107.034	107.034	27.579	47.719	30.309	1.427
Total	3.168.321	3.209.962	3.041.399	130.611	36.514	1.427

Valoarea justă a instrumentelor financiare

Valoarea justă este valoarea la care instrumentul financiar se poate schimba în tranzacțiile obișnuite desfășurate în condiții obiective între părți interesate și în cunoștință de cauză, altele decât cele

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

CNTEE TRANSELECTRICA SA
NOTE EXPLICATIVE LA SITUAȚIILE FINANCIARE CONSOLIDATE LA 31 DECEMBRIE 2022
(Toate sumele sunt exprimate în mii LEI, dacă nu este indicat altfel)

determinate de lichidare sau vânzare silită. Valorile juste se obțin din prețurile de piață cotate sau modelele de fluxuri de numerar, după caz. La 31 decembrie 2022 și 31 decembrie 2021, managementul consideră că valorile juste ale numerarului și echivalentelor de numerar, creanțelor comerciale și altor creanțe, datoriilor comerciale, a împrumuturilor, precum și ale altor datorii pe termen scurt aproximează valoarea lor contabilă. Valoarea contabilă a împrumuturilor este costul amortizat.

31 decembrie 2022	Valoare contabilă	Valoare justă
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.259.432	2.259.432
Numerar și echivalente de numerar	333.681	333.681
Alte creanțe nete și avansuri către fz	791.154	791.154
TVA de recuperat	292.265	292.265
Alte active financiare	-	-
Total	3.676.533	3.676.533
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	55.588	55.588
Obligațiuni	-	-
Total	55.588	55.588
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.366.045	3.366.045
Împrumuturi	97.950	97.950
Obligațiuni	-	-
Sume datorate angajaților și alte datorii	28.598	28.598
Total	3.492.592	3.492.592
31 decembrie 2021		
Active financiare		
Creanțe comerciale nete	2.035.239	2.035.239
Numerar și echivalente de numerar	264.656	264.656
Alte creanțe nete și avansuri către fz	828.116	828.116
TVA de recuperat	122.538	122.538
Alte active financiare	-	-
Total	3.250.548	3.250.548
Datorii financiare pe termen lung		
Împrumuturi, mai puțin obligațiuni	79.455	79.455
Obligațiuni	-	-
Total	79.455	79.455
Datorii financiare pe termen scurt		
Furnizori, incluzând furnizori de imobilizări	3.040.759	3.040.759
Împrumuturi	27.579	27.579
Obligațiuni	-	-
Sume datorate angajaților și alte datorii	34.212	34.212
Total	3.102.550	3.102.550

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

Categoriile de instrumente financiare

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Active financiare		
Disponibilități bănești	333.681	264.656
Creanțe	3.342.852	2.985.893
Datorii financiare		
Cost amortizat	3.548.180	3.168.321

Riscul de personal și sistemul de salarizare

La 31 decembrie 2022, media de vârstă a personalului Companiei este ridicată. Există posibilitatea ca în viitor, Compania să se confrunte cu o lipsă de personal datorată plecărilor angajaților din cauze naturale.

Un alt risc legat de personal îl reprezintă posibilitatea plecării angajaților de calificare înaltă către companiile private, care ar putea oferi pachete salariale și compensații peste nivelul actual oferit de către Companie.

Managementul riscului de capital

Politica Companiei este de a păstra o bază puternică de capital pentru a menține investitorii, creditorii și o piață încrezătoare și de asemenea, pentru a susține dezvoltarea viitoare a afacerii.

Indicatorul gradului de îndatorare

	31 decembrie 2022	31 decembrie 2021
Împrumuturi pe termen lung și termen scurt	153.538	107.034
Disponibilități bănești	(333.681)	(264.656)
Alte active financiare	-	-
	(180.143)	(157.621)
Total capitaluri proprii	3.904.692	3.384.861
Gradul de îndatorare	1,10	1,15

Gradul de îndatorare este calculat tinând cont de toate datoriile companiei, raportate la capitalurile proprii.

34. ONORARIILE PERCEPUTE DE FIECARE AUDITOR STATUTAR SAU FIRMĂ DE AUDIT

Situația onorariilor percepute de fiecare auditor statutar sau firmă de audit pentru auditul statutar al situațiilor financiare anuale și totalul onorariilor percepute de fiecare auditor statutar sau firmă de audit pentru alte servicii de asigurare, pentru servicii de consultanță fiscală și pentru alte servicii decât cele de audit, conform pct. 38 din Anexa 1 la OMFP nr. 2844/2016 cu modificările și completările ulterioare, aferente exercițiului financiar al anului 2022, se prezintă, după cum urmează:

- **PKF Finconta SRL** – Contract nr. 467/23.12.2021 – "Servicii de audit financiar pentru perioada 2021-2023" care cuprinde următoarele servicii:
 - auditarea situațiilor financiare separate întocmite în conformitate cu OMFP nr. 2844/2016;
 - auditarea situațiilor financiare consolidate întocmite în conformitate cu IFRS adoptate de către Uniunea Europeană;
 - emiterea Raportului asupra conformității Raportului Anual cu situațiile financiare anuale separate;
 - emiterea Raportului asupra conformității Raportului Anual Consolidat cu situațiile financiare anuale consolidate;
 - servicii de audit cu privire la îndeplinirea condițiilor financiare specificate în contractele de împrumut încheiate/ce vor fi încheiate cu Bănci Comerciale/ Instituții Financiare Internaționale;
 - servicii de audit cu privire la îndeplinirea condițiilor financiare specificate în Prospectul/Programul de emisiune de obligațiuni pentru exercițiile financiare;
 - auditarea veniturilor realizate din activitatea de furnizare de rețele de telecomunicații în vederea certificării veniturilor și a concordanței cu înregistrările contabile pentru determinarea tarifului de

Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

monitorizare de către autoritatea publică de reglementare în domeniul comunicațiilor electronice (ANCOM) conform legislației aplicabile (la data întocmirii prezentului caiet de sarcini - Decizia nr. 2892/2007);

- Servicii de auditare a indicatorilor asumați în Planul de administrare/ Componenta de management a Planului de administrare pentru plata drepturilor prevăzute în contractele de mandat încheiate cu membrii Directoratului Companiei și cu membrii Consiliului de Supraveghere al Companiei, respectiv emiterea unui Raport care să ateste corectitudinea calculului indicatorilor financiari asumați prin Contractele de mandat încheiate de Companie cu fiecare membru al Directoratului și al Consiliului de Supraveghere al Transelectrica;

- servicii având ca obiect analiza tranzacțiilor raportate de către Companie în temeiul art. 92³ din Legea nr. 24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață și întocmirea și predarea către Companie a rapoartelor la care se referă art. 92³, alin.(5) și (6) din Legea nr.24/2017 privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață;

- Rapoarte suplimentare conform cerințelor art. 94 alin. (1) lit b. din Legea 24/2017, privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață, întocmite în conformitate cu standardele de audit financiar și cu cadrul de raportare definit prin standardele internaționale de contabilitate și prin reglementările A.S.F. referitoare la operațiunile reclamate de acționarii reprezentând cel puțin 5% din totalul drepturilor de vot. Raportul suplimentar întocmit de auditorul financiar conține toate informațiile referitoare la operațiunile reclamate de acționari și este întocmit conform Regulamentului 5/2018 emis de ASF privind emitenții de instrumente financiare și operațiuni de piață.

Onorariul perceput pentru serviciile de audit financiar aferente exercițiului financiar al anului 2021 și achitate în anul 2022 sunt în sumă de 364, la care se adaugă TVA.

35. OBIECTIVE DE MEDIU

CNTEE Transelectrica SA are implementat un sistem de management integrat calitate, mediu, sănătate și securitate muncă, prin care gestionează eficient aspectele de mediu aferente activității de transport al energiei electrice, precum și de mentenanță și modernizare a RET, pentru prevenirea poluării și creșterea performanței de mediu.

Preocuparea Companiei privind protecția mediului se reflectă și în Declarația de politică a sistemului de management integrat în domeniile calității, mediului, sănătății și securității în muncă.

Strategia de dezvoltare are ca obiectiv fundamental îndeplinirea necesităților și așteptărilor clienților săi și ale altor părți interesate, într-un Sistem de Management Integrat calitate, mediu, securitate și sănătate în muncă, implementat, certificat, menținut și îmbunătățit continuu în conformitate cu cerințele standardelor SR EN ISO 9001:2015, SR EN ISO 14001:2015 și SR ISO 45001:2018.

Pentru realizarea acestei strategii și obținerea unui succes durabil, conducerea Companiei s-a angajat să asigure:

- funcționarea sistemului electroenergetic în condițiile stabilite prin reglementările europene și naționale din legislația primară și secundară, pentru a corespunde nevoilor și așteptărilor clienților și ale altor părți interesate;
- cadrul organizatoric necesar pentru stabilirea, analizarea și implementarea obiectivelor Sistemului de Management Integrat calitate, mediu, securitate și sănătate în muncă;
- dezvoltarea durabilă și reducerea impactului negativ al RET asupra mediului înconjurător prin:
 - ✓ identificarea aspectelor de mediu/riscurilor și oportunităților asociate,
 - ✓ monitorizarea factorilor de mediu, prevenirea/combateră poluării prin utilizarea celor mai bune tehnologii disponibile,
 - ✓ decontaminarea, reabilitarea sau reconstrucția ecologică a suprafețelor de teren și a suprafețelor de apă afectate de activitățile Companiei,
 - ✓ prevenirea și reducerea emisiilor de gaze fluorurate cu efect de seră (GES): SF6, ozon, freon etc.,
 - ✓ prevenirea și reducerea poluării aerului prin încadrarea în limitele admise ale concentrației poluanților emiși în atmosferă (emisiile de la centrale termice și autoturisme),
 - ✓ prevenirea și reducerea poluării apelor prin încadrarea în limitele admise ale concentrației poluanților în apă,
 - ✓ managementul adecvat al deșeurilor,

- ✓ reducerea riscului de coliziune și electrocutare a păsărilor,
- ✓ prevenirea incendiilor forestiere prin întreținerea culoarului de siguranță,
- ✓ evitarea alterării habitatelor naturale în special al ariilor naturale protejate.

La nivelul CNTEE Transelectrica SA se elaborează anual, Raportul privind Analiza Sistemului de Management Integrat și se aprobă un program de măsuri pentru îmbunătățirea continuă a SMI (inclusiv a SMM).

36. EVENIMENTE ULTERIOARE

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

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

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

- **Contract încheiat cu filiala Opcom**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

 Notele atașate constituie parte integrantă a acestor situații financiare consolidate.

- Bugetul de Venituri și Cheltuieli pentru anul 2023 al Companiei, și a estimărilor pentru anii 2024 și 2025 precum și
- stabilirea Programului de investiții pentru exercițiul financiar 2023 și a estimărilor pentru anii 2024 și 2025
- **Acceptare mandate membri provizorii și stabilire componență comitete consultative în cadrul Consiliului de Supraveghere 2023**

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

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

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

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

Comitetul de nominalizare și remunerare:

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

Comitetul de audit:

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

Comitetul de securitate energetică:

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

Situațiile financiare consolidate atașate au fost semnate de către conducere la data de 17 martie 2022:
Directorat,

**Gabriel
ANDRONACHE**

Președinte
Directorat

**Ștefănița
MUNTEANU**

Membru
Directorat

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

Membru
Directorat

**Bogdan
TONCESCU**

Membru
Directorat

**Florin-Cristian
TĂTARU**

Membru
Directorat

Ana-Iuliana DINU
Director Unitatea Economică și Financiar
Administrativă

Cristiana Zirnovan
Manager Departament Bugetare și Raportare
Managerială

RAPORTUL AUDITORULUI INDEPENDENT

Catre Actionarii C.N.T.E.E. – Transelectrica S.A.

Raport cu privire la situatiile financiare consolidate

Opinia

1. Am auditat situatiile financiare consolidate anexate ale Companiei C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. ("Compania"), cu sediul social in Strada Olteni, nr 2- 4, sectorul 3, Bucuresti, identificata prin codul unic de inregistrare fiscala RO 13328043, care cuprind situatia consolidata a pozitiei financiare la data de 31 decembrie 2022, situatia consolidata a rezultatului global, situatia consolidata a modificarilor capitalului propriu si situatia consolidata a fluxurilor de trezorerie pentru exercitiul financiar incheiat la aceasta data, precum si un sumar al politicilor contabile semnificative si notele explicative.
2. Situatiile financiare consolidate la 31 decembrie 2022 se identifica astfel:
 - Activ net/Total capitaluri proprii: 3.904.692 mii lei
 - Rezultatul net consolidat al exercitiului financiar - profit: 521.633 mii lei
3. In opinia noastra, situatiile financiare consolidate anexate ofera o imagine fidela a pozitiei financiare consolidate a Grupului la data de 31 decembrie 2022, precum si a performantei financiare consolidate si a fluxurilor de trezorerie consolidate pentru exercitiul financiar incheiat la aceasta data, in conformitate cu Ordinul Ministrului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara, cu modificarile ulterioare.

Baza pentru opinie

4. Am desfasurat auditul nostru in conformitate cu Standardele Internationale de Audit ("ISA"), Regulamentul UE nr. 537 al Parlamentului si al Consiliului European (in cele ce urmeaza „Regulamentul”) si Legea nr. 162/2017 („Legea”). Responsabilitatile noastre in baza acestor standarde sunt descrise detaliat in sectiunea "Responsabilitatile auditorului intr-un audit al situatiilor financiare consolidate" din raportul nostru. Suntem independenti fata de Companie, conform Codului Etic al Profesionistilor Contabili emis de Consiliul pentru Standarde Internationale de Etica pentru Contabili (codul IESBA), conform cerintelor etice care sunt relevante pentru auditul situatiilor financiare in România, inclusiv Regulamentul si Legea, si ne-am indeplinit responsabilitatile etice conform acestor cerinte si conform Codului IESBA. Credem ca probele de audit pe care le-am obtinut sunt suficiente si adecvate pentru a furniza o baza pentru opinia noastra.

Evidentierea unor aspecte

5. Asa cum este mentionat la Nota 10 „Creante comerciale si alte creante”, la 31 decembrie 2022, Grupul prezinta creante provenite din activitatea de administrare a schemei de sprijin pentru promovarea cogenerarii de inalta eficienta in suma de 131.493 mii lei, din care suma de 131.101 mii lei aferenta unor clienti aflati in dificultati financiare, precum si datorii in suma de 35.549 mii lei. Conform legislatiei in vigoare emise de catre ANRE, sumele ramase neincasate de catre administratorul schemei de la producatorii energie electrica si termica in cogenerare si care au accesat schema de sprijin, se vor recupera prin includerea acestora in contributia de cogenerare, conform metodologiei emise de ANRE, in cazul in care administratorul a intrepris toate demersurile legale pentru incasarea acestora de la cei care datoreaza. La data acestui raport, ANRE nu a emis metodologia privind modul de recuperare a creantelor neincasate, respectiv de plata a datoriilor neplatite. Opinia noastra de audit nu contine o rezerva in acest sens.

Aspecte cheie de audit

6. Aspectele cheie de audit sunt acele aspecte care, in baza rationamentului nostru profesional, au avut cea mai mare importanta pentru auditul situatiilor financiare consolidate ale perioadei curente. Aceste aspecte au fost abordate in contextul auditului situatiilor financiare in ansamblu si in formarea opiniei noastre asupra acestora si nu oferim o opinie separata cu privire la aceste aspecte cheie.

Adresa: Str. Jean Louis Calderon, nr. 38, Sector 2, Bucuresti, România

Tel.: (+40)21 317 31 90 • Fax: (+40) 21 317 31 96 • E-mail: office@pkffinconta.ro • www.pkffinconta.ro

PKF FINCONTA S.R.L. este membra a PKF International Limited, o familie de societati independente din punct de vedere legal si nu accepta nicio responsabilitate sau raspundere pentru actiunile sau inactiunile din partea oricarei firme membre individuale sau a unui grup de firme corespondente.



- **Provizioane pentru litigii.**
 - **Descriere.** Grupul este parte in numeroase litigii cu parteneri de afaceri, autoritati si salariati, existand astfel riscul unor pierderi economice viitoare. In Nota 29 „*Angajamente si contingente*” sunt prezentate litigiile semnificative in care Grupul este implicata. Decizia de a inregistra un provizion pentru litigii sau de a prezenta o datorie contingenta in situatiile financiare consolidate depinde de judecata profesionala si de anumite estimari ale conducerii Companiei. Noi am considerat ca recunoasterea sau nu a unor provizioane pentru litigii este semnificativa pentru audit, intrucat ar determina recunoasterea unor profituri supraevaluate.
 - **Raspunsul nostru.** Procedurile noastre de audit pentru abordarea riscului de denaturare semnificativa in legatura cu recunoasterea provizioanelor pentru litigii, care a fost considerata cu risc semnificativ, au inclus:
 - revizuirea hotararilor Adunarii Generale ale Actionarilor, ale Consiliului de Supraveghere si Directorat;
 - obtinerea si evaluarea raspunsurilor avocatilor la scrisorile auditorului, urmata de obtinerea unor clarificari cu privire la statusul anumitor litigii. In cadrul misiunii de audit au avut loc si discutii cu conducerea si avocatii (interni si externi) cu privire la litigiile semnificative;
 - evaluarea critica a ipotezelor de lucru si a estimarilor realizate de catre Companie cu privire la litigii, inclusiv a valorii provizioanelor recunoscute in situatiile financiare consolidate sau datoritiile contingente prezentate. A fost verificata prezentarea potentialelor riscuri aferente litigiilor in notele la situatiile financiare consolidate.
- **Recunoasterea veniturilor.**
 - **Descriere.** Politica de recunoastere a veniturilor este prezentata in Nota 3 „*Politici contabile*”. Conform Standardelor Internationale de Audit, exista un risc implicit in recunoasterea veniturilor, datorita presiunii pe care conducerea o poate resimti in legatura cu obtinerea rezultatelor bugetate. Principalele activitati generatoare de venituri pentru Companie sunt reprezentate de: serviciul de transport al energiei electrice, servicii de sistem si din activitatea de operator al pietei de echilibrare. Activitatea de transport al energiei electrice este o activitate de interes general in domeniul energiei electrice, autorizata si monitorizata de o autoritate publica, cu caracter de monopol natural. Tarifele practicate de Companie pentru serviciile de transport si de sistem sunt stabilite si aprobate de catre ANRE (Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei); Grupul este operator al pietei de echilibrare, modul de functionare al acesteia fiind reglementat prind ordin de catre ANRE, scopul pietei fiind de a asigura echilibrarea balantei productie – consum de energie electrica in timp real, utilizand resurse dintr-un mediu concurential.
 - **Raspunsul nostru.** Procedurile noastre de audit pentru abordarea riscului de denaturare semnificativa in legatura cu recunoasterea veniturilor au inclus, printre altele:
 - Intelegerea modului de recunoastere si inregistrare a principalelor categorii de venituri;
 - Teste de detaliu asupra tranzactiilor inregistrate de catre Companie in cursul exercitiului financiar;
 - Proceduri de testare pentru a ne asigura ca veniturile sunt inregistrate in perioada corecta;
 - Proceduri de confirmari asupra creantelor comerciale pentru un esantion reprezentativ.

Alte aspecte

7. Acest raport este adresat exclusiv actionarilor Companiei in ansamblu. Auditul nostru a fost efectuat pentru a putea raporta actionarilor Companiei acele aspecte pe care trebuie sa le raportam intr-un raport de audit financiar si nu in alte scopuri. In masura permisa de lege, nu acceptam si nu ne asumam responsabilitatea decat fata de Companie si de actionarii acesteia, in ansamblu, pentru auditul nostru, pentru acest raport.
8. Fiscalitatea in Romania este in continua evolutie. Exista posibilitatea unor interpretari diferite ale dispozitiilor legale de catre Ministerul Finantelor si de catre autoritatile fiscale locale. Managementul Companiei a

Adresa: Str. Jean Louis Calderon, nr. 38, Sector 2, Bucuresti, România
Tel. (+40)21 317 31 90 • Fax: (+40) 21 317 31 96 • E-mail: office@pkffinconta.ro • www.pkffinconta.ro

PKF FINCONTA S.R.L. este membra a PKF International Limited, o familie de societati independente din punct de vedere legal si nu accepta nicio responsabilitate sau raspundere pentru actiunile sau inactiunile din partea oricarei firme membre individuale sau a unui grup de firme corespondente.



inregistrat in conturile prezentate diferite impozite, penalitati si taxe, pe baza celei mai bune interpretari a dispozitiilor fiscale in vigoare, interpretare care insa poate fi contestata de un eventual control fiscal.

Alte informatii – Raportul anual consolidat al Administratorilor si declaratia nefinanciara

10. Administratorii (Directorat si Consiliul de Supraveghere) sunt responsabili pentru intocmirea si prezentarea altor informatii. Acele Alte informatii cuprind Raportul anual consolidat al Administratorilor si declaratia nefinanciara (raport sustenabilitate), dar nu cuprind situatiile financiare consolidate si raportul auditorului cu privire la acestea.

Opinia noastra cu privire la situatiile financiare consolidate nu acopera si aceste Alte informatii si cu exceptia cazului in care se mentioneaza explicit in raportul nostru, nu exprimam nici un fel de concluzie de asigurare cu privire la acestea.

In legatura cu auditul situatiilor financiare consolidate pentru exercitiul financiar incheiat la 31 decembrie 2022 responsabilitatea noastra este sa citim acele Alte informatii si, in acest demers, sa apreciem daca acele Alte informatii sunt semnificativ inconsecvente cu situatiile financiare consolidate, sau cu cunostintele pe care noi le-am obtinut in timpul auditului, sau daca ele par a fi denaturate semnificativ.

In ceea ce priveste Raportul Administratorilor, am citit si raportam daca acesta a fost intocmit, in toate aspectele semnificative, in conformitate cu cerintele OMFP 2844/2016, Anexa 1, punctele 15-19.

In baza exclusiv a activitatilor care trebuie desfasurate in cursul auditului situatiilor financiare consolidate, in opinia noastra:

- a) Informatiile prezentate in Raportul anual consolidat al Administratorilor pentru exercitiul financiar pentru care au fost intocmite situatiile financiare consolidate sunt in concordanta, in toate aspectele semnificative, cu situatiile financiare consolidate.
- b) Raportul anual consolidat al Administratorilor a fost intocmit, in toate aspectele semnificative, in conformitate cu cerintele OMFP 2844/2016, Anexa 1, punctele 15-19 si 26-28.

In plus, in baza cunostintelor si intelegerii noastre cu privire la Companie si la mediul acesteia, dobândite in cursul auditului situatiilor financiare consolidate pentru exercitiul financiar incheiat la data de 31 decembrie 2022, ni se cere sa raportam daca am identificat denaturari semnificative in Raportul anual consolidat al Administratorilor. Nu avem nimic de raportat cu privire la acest aspect.

Raportul anual al administratorilor nu include Declaratia nefinanciara si raportul de sustenabilitate, care se va intocmi in conformitate cu cerintele OMFP 2844/2016, punctele 39-42 si se va publica conform cerintelor legale, la o data ulterioara raportului de audit. Acest aspect nu are impact asupra opiniei de audit.

Responsabilitatile conducerii si ale persoanelor responsabile cu guvernanta pentru situatiile financiare consolidate

11. Conducerea Companiei este responsabila pentru intocmirea situatiilor financiare consolidate care sa ofere o imagine fidela in conformitate cu OMFP 2844/2016 si pentru acel control intern pe care conducerea il considera necesar pentru a permite intocmirea de situatii financiare consolidate lipsite de denaturari semnificative, cauzate fie de frauda, fie de eroare.
12. In intocmirea situatiilor financiare consolidate, conducerea este responsabila pentru evaluarea capacitatii Companiei de a-si continua activitatea, pentru prezentarea, daca este cazul, a aspectelor referitoare la continuitatea activitatii si pentru utilizarea contabilitatii pe baza continuitatii activitatii, cu exceptia cazului in care conducerea fie intentioneaza sa lichideze Grupul sau sa opreasca operatiunile, fie nu are nicio alta alternativa realista in afara acestora.
13. Persoanele responsabile cu guvernanta sunt responsabile pentru supravegherea procesului de raportare financiara al Companiei.

Responsabilitatile auditorului intr-un audit al situatiilor financiare consolidate

Adresa: Str. Jean Louis Calderon, nr. 38, Sector 2, Bucuresti, România
Tel.: (+40)21 317 31 90 • Fax: (+40) 21 317 31 96 • E-mail: office@pkffinconta.ro • www.pkffinconta.ro

PKF FINCONTA S.R.L. este membra a PKF International Limited, o familie de societati independente din punct de vedere legal si nu accepta nicio responsabilitate sau raspundere pentru actiunile sau inactiunile din partea oricarei firme membre individuale sau a unui grup de firme corespondente.



14. Obiectivele noastre constau in obtinerea unei asigurari rezonabile privind masura in care situatiile financiare, in ansamblu, sunt lipsite de denaturari semnificative, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, precum si in emiterea unui raport al auditorului care include opinia noastra. Asigurarea rezonabila reprezinta un nivel ridicat de asigurare, dar nu este o garantie a faptului ca un audit desfasurat in conformitate cu ISA va detecta intotdeauna o denaturare semnificativa, daca aceasta exista. Denaturarile pot fi cauzate fie de fraudă, fie de eroare si sunt considerate semnificative daca se poate preconiza, in mod rezonabil, ca acestea, individual sau cumulativ, vor influenta deciziile economice ale utilizatorilor, luate in baza acestor situatii financiare consolidate.
15. Ca parte a unui audit in conformitate cu ISA, exercitam rationamentul profesional si mentinem scepticismul profesional pe parcursul auditului. De asemenea:
- Identificam si evaluam riscurile de denaturare semnificativa a situatiilor financiare consolidate, cauzate fie de fraudă, fie de eroare, proiectam si executam proceduri de audit ca raspuns la respectivele riscuri si obtinem probe de audit suficiente si adecvate pentru a furniza o baza pentru opinia noastra. Riscul de nedetectare a unei denaturari semnificative cauzate de fraudă este mai ridicat decât cel de nedetectare a unei denaturari semnificative cauzate de eroare, deoarece fraudă poate presupune intelegeri secrete, fals, omisiuni intentionate, declaratii false si evitarea controlului intern.
 - Intelegem controlul intern relevant pentru audit, in vederea proiectarii de proceduri de audit adecvate circumstantelor, dar fara a avea scopul de a exprima o opinie asupra eficacitatii controlului intern al Companiei.
 - Evaluam gradul de adecvare a politicilor contabile utilizate si caracterul rezonabil al estimarilor contabile si al prezentarilor aferente de informatii realizate de catre conducere.
 - Formulam o concluzie cu privire la gradul de adecvare a utilizarii de catre conducere a contabilitatii pe baza continuitatii activitatii si determinam, pe baza probelor de audit obtinute, daca exista o incertitudine semnificativa cu privire la evenimente sau conditii care ar putea genera indoieli semnificative privind capacitatea Companiei de a-si continua activitatea. In cazul in care concluzionam ca exista o incertitudine semnificativa, trebuie sa atragem atentia in raportul auditorului asupra prezentarilor aferente din situatiile financiare consolidate sau, in cazul in care aceste prezentari sunt neadecvate, sa ne modificam opinia. Concluziile noastre se bazeaza pe probele de audit obtinute pâna la data raportului auditorului. Cu toate acestea, evenimente sau conditii viitoare pot determina Grupul sa nu isi mai desfasoare activitatea in baza principiului continuitatii activitatii.
 - Evaluam prezentarea, structura si continutul situatiilor financiare consolidate, inclusiv al prezentarilor de informatii, si masura in care situatiile financiare consolidate reflecta tranzactiile si evenimentele care stau la baza acestora intr-o maniera care sa rezulte intr-o prezentare fidela.
16. Comunicam persoanelor responsabile cu guvernanta, printre alte aspecte, aria planificata si programarea in timp a auditului, precum si principalele constatari ale auditului, inclusiv orice deficiente semnificative ale controlului intern, pe care le identificam pe parcursul auditului.
17. De asemenea, furnizam persoanelor responsabile cu guvernanta o declaratie cu privire la conformitatea noastra cu cerintele etice privind independenta si le comunicam toate relatiile si alte aspecte care pot fi considerate, in mod rezonabil, ca ar putea sa ne afecteze independenta si, unde este cazul, masurile de siguranta aferente.
18. Dintre aspectele pe care le-am comunicat persoanelor insarcinate cu guvernanta, stabilim acele aspecte care au avut o mai mare importanta in cadrul auditului asupra situatiilor financiare consolidate din perioada curenta si, prin urmare, reprezinta aspecte cheie de audit. Descriem aceste aspecte in raportul nostru de audit, cu exceptia cazului in care legislatia sau reglementarile impiedica prezentarea publica a aspectului



respectiv sau a cazului in care, in circumstante extrem de rare, consideram ca un aspect nu ar trebui comunicat in raportul nostru deoarece se preconizeaza in mod rezonabil ca beneficiile interesului public sa fie depasite de consecintele negative ale acestei comunicari.

Raport cu privire la alte dispozitii legale si de reglementare

19. Am fost numiti prin semnarea contractului de audit din data de 20.12.2021 sa auditam situatiile financiare consolidate ale Companiei, pentru exercitiile financiare incheiate la 31 Decembrie 2021, 2022, respectiv 2023. Durata totala neintrerupta a angajamentului nostru este de 2 ani, acoperind exercitiile financiare incheiate la 31 decembrie 2021 si 2022.

Confirmam ca:

- Opinia noastra de audit este in concordanta cu raportul suplimentar prezentat Consiliului de Supraveghere al Companiei, pe care l-am emis in aceeasi data in care am emis si acest raport. De asemenea, in desfasurarea auditului nostru, ne-am pastrat independenta fata de entitatea auditata.
- Nu am furnizat pentru Companie serviciile non audit interzise, mentionate la articolul 5 alineatul (1) din Regulamentul UE nr. 537/2014.

Raport privind conformitatea cu Regulamentul Delegat (UE) 2018/815 al Comisiei Europene in ceea ce priveste Standardele tehnice de reglementare privind specificarea unui format de raportare electronic unic („ESEF”).

Am realizat o misiune de asigurare rezonabila asupra conformitatii situatiilor financiare consolidate intocmite de catre C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. in conformitate cu art. 4 din Regulamentul Delegat (UE) 2018/815, care stabileste standardele tehnice de reglementare privind specificarea unui format de raportare electronic unic – „ESEF”.

Responsabilitatea conducerii C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. privind fisierele digitale intocmite in conformitate cu ESEF

Conducerea Companiei este responsabila pentru intocmirea fisierelor digitale in conformitate cu ESEF. Aceasta responsabilitate include:

- proiectarea, implementarea si mentinerea unui control intern adecvat privind raportarea ESEF;
- selectarea si aplicarea marcajelor iXBRL adecvate;
- asigurarea consecventei intre informatiile digitalizate si situatiile financiare consolidate publicate conform prevederilor Ordinului 2844/2016.

Responsabilitatea auditorului

Responsabilitatea noastra consta in a exprima, pe baza probelor de audit obtinute, o concluzie cu privire la conformitatea etichetarii electronice a elementelor din situatiile financiare consolidate, in conformitate cu art. 4 din Regulamentul Delegat, in toate aspectele semnificative. Misiunea noastra de asigurare rezonabila a fost realizat in conformitate cu Standardul International privind Misiunile de Asigurare 3000 (revizuit) – „*Alte misiuni de asigurare decat auditurile sau revizuirile informatiilor financiare istorice*”, emis de Consiliul pentru Standarde Internationale de Audit si Asigurare.

O misiune de asigurare rezonabila in conformitate cu ISAE 3000 presupune efectuarea de proceduri pentru a obtine probe cu privire la conformitatea cu art. 4 din Regulamentul Delegat privind ESEF. Natura, plasarea in timp si amploarea procedurilor selectate depinde de rationamentul auditorului, inclusiv in evaluarea riscului de abateri semnificative de la dispozitiile prevazute in art 4, cauzate fie de fraudă, fie de eroare. O misiune de asigurare rezonabila presupune:

- obtinerea unei intelegeri a procesului de etichetare si a controalelor interne relevante;
- reconcilierea datelor etichetate cu situatiile financiare consolidate auditate ale Companiei;

Adresa: Str. Jean Louis Calderon, nr. 38, Sector 2, Bucuresti, România
Tel.: (+40)21 317 31 80 • Fax: (+40) 21 317 31 96 • E-mail: office@pkffinconta.ro • www.pkffinconta.ro

PKF FINCONTA S.R.L. este membra a PKF International Limited, o familie de societati independente din punct de vedere legal si nu accepta nicio responsabilitate sau raspundere pentru actiunile sau inactiunile din partea oricarei firme membre individuale sau a unui grup de firme corespondente.



- evaluarea exhaustivității etichetării situațiilor financiare consolidate ale Companiei utilizând limbajul de marcare XBRL;
- evaluarea dacă toate marcajele iXBRL, inclusiv marcajele voluntare sunt în conformitate cu cerințele de raportare ESEF;

Considerăm ca probele obținute sunt suficiente și adecvate pentru a furniza o bază pentru concluzia noastră.

Concluzie

În opinia noastră, elementele etichetate din situațiile financiare consolidate incluse în raportul financiar anual în fișierele digitale pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2022 sunt etichetate, în toate aspectele semnificative, în conformitate cu art. 4 din Regulamentul Delegat (UE) 2018/815.

În prezentul raport nu exprimăm o opinie de audit, o concluzie de revizuire sau orice altă concluzie de asigurare privind situațiile financiare consolidate. Opinia noastră de audit asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei pentru exercitiul financiar încheiat la 31 decembrie 2022 este inclusă în secțiunea Raportul cu privire la situațiile financiare anuale consolidate de mai sus.

În numele: **PKF Finconta SRL**
 Autoritatea Pentru Supravegherea Publică a
 Activității de Audit Statutar (ASPAAS)

Str. Jean Louis Calderon, nr. 38, Sector 2, București

Inregistrată la **PKF Finconta SRL**
 Autoritatea Pentru Supravegherea Publică a Activității de Audit Statutar cu numărul FA32
 Registru Public Electronic FA32

Nume partener audit: **Florentina Susnea**
 Autoritatea Pentru Supravegherea Publică a

Inregistrată la **Florentina Susnea**
 Autoritatea Pentru Supravegherea Publică a Activității de Audit Statutar cu numărul AF433

Auditor financiar **Susnea Florentina**
 Registru Public Electronic AF433



București, 20 martie 2023

