

**Către: Bursa de Valori București – Departament Operațiuni Emitenți Piețe Reglementate
Autoritatea de Supraveghere Financiară - Direcția Generală Supraveghere - Direcția Emitenți**

Comunicat conform prevederilor Legii 24/2017, Regulamentului ASF nr. 5/2018 și ale Codului BVB

Data raportului: **15 februarie 2022**

Denumirea entității emitente: **CNTEE TRANSELECTRICA SA, Societate Administrată în Sistem Dualist**

Sediul social: București, Bulevardul Gheorghe Magheru nr. 33, sector 1

Punct de lucru: București, Str. Olteni nr. 2-4, sector 3

Număr de telefon/fax: 021 30 35 611/021 30 35 610

Codul unic de înregistrare: 13328043

Număr de ordine în Registrul Comerțului: J40/8060/2000

Capital social subscris și vărsat: 733.031.420 RON

Codul LEI: 254900OLXCOUQC90M036

Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise: Bursa de Valori București

Eveniment important de raportat: Rezumat al rezultatelor financiare preliminare aferente anului 2021

Raportarea include:

- Situații Financiare Separate Simplificate Preliminare neauditate la data de 31 decembrie 2021
- Raportul preliminar cu privire la activitatea CNTEE "Transelectrica" S.A. în perioada ianuarie-decembrie 2021

Segmentul activităților cu profit permis: Pe zona principală a activităților de bază (transport și dispecerizare SEN) s-a înregistrat o creștere de ▲12% a veniturilor, determinată în principal de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor, în condițiile majorării tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE.

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizare) au înregistrat de asemenea o creștere în procent de ▲22% (1.379 mil lei în 2021 față de 1.127 mil lei în 2020). Impact semnificativ au avut cheltuielile privind consumul propriu tehnologic mai mari cu ▲276 mil lei comparativ cu anul 2020 pe fondul creșterii CPT în RET cu ▲16%(+152GWh), dar și a prețului mediu al energiei achiziționate pe PZU, care în T4 a fost de peste 3 ori mai mare față de perioada similară a anului 2020.

Segmentul activităților cu profit zero: Pe zona principală a activităților cu profit zero, s-a înregistrat o creștere a veniturilor și a costurilor de două ori mai mare față de anul 2020. Potrivit reglementărilor ANRE, soldurile lunare nenule (surplusuri de venit) rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă) aplicată de ANRE tarifului în anii următori celui în care s-au înregistrat soldurile respective.

Indicatori	U.M.	2021	2020	Δ
Financiar				
Cantitate tarifată	[TWh]	56,35	53,85	▲ 5%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri totale	[mil lei]	1.345	1.198	▲ 12%
Tarif mediu transport (realizat)	[lei/MWh]	20,44	20,06	▲ 2%
Venituri din tarif transport și alte activități pe piața de energie	[mil lei]	1.252	1.152	▲ 9%
EBITDA	[mil lei]	240	340	▼ 29%
Amortizare	[mil lei]	274	268	▲ 2%
EBIT	[mil lei]	(34)	72	n/a
ACTIVITĂȚI PROFIT ZERO				
EBIT	[mil lei]	31	108	▼ 72%
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI PROFIT ZERO)				
EBIT	[mil lei]	(4)	180	n/a
Profit net	[mil lei]	(6)	145	n/a
Operațional				
Consum intern net	[TWh]	58,3	55,8	▲ 5%
Producție netă internă	[TWh]	56,1	53,0	▲ 6%
Import net	[TWh]	2,2	2,8	▼ 21%

Raportul preliminar cu privire la activitatea Companiei din perioada ianuarie-decembrie 2021 și Situațiile Financiare Separate Preliminare, neauditate, la data de 31 decembrie 2021, sunt disponibile începând cu data de 15 februarie 2022, după cum urmează:

- online, pe website-ul www.transelectrica.ro, secțiunea Relații Investitori Raportări Periodice/Rapoarte, respectiv <https://www.transelectrica.ro/rapoarte-2021>;

- la sediul Companiei: str. Olteni nr. 2-4, sector 3, București.

Gabriel ANDRONACHE

Director General Executiv
Președinte al Directoratului

Florin-Cristian TĂTARU

Membru Directorat

CNTEE TRANSELECTRICA



Raportul preliminar
T4 și Ianuarie – Decembrie 2021

	Cifre cheie	3
	Date financiare	4
	Date operaționale	18
	Investiții	24
	Evenimente semnificative	28
	Alte aspecte	40
	Anexe	51

RAPORT PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ

A CNTEE "TRANSELECTRICA" SA

conform prevederilor art. 67 din legea nr.24/ 2017 privind piața de capital și Regulamentul nr.5/ 2018 emis de Autoritatea de Supraveghere Financiară (ASF)

pentru perioada încheiată la data de 31 decembrie 2021 - preliminar

Data raportului:	15 februarie 2022
Denumirea societății comerciale:	CNTEE TRANSELECTRICA SA, societate administrată în sistem dualist
Sediul social:	București, Blvd. Gen. Gheorghe Magheru nr. 33, sector 1, cod poștal 010325
Punct de lucru:	București, Str. Olteni nr. 2 - 4, sector 3, cod poștal 030786
Număr de telefon / fax:	021 303 5611/ 021 303 5610
Cod unic la ONRC:	13328043
Număr de ordine în RC:	J40/ 8060/ 2000
Cod LEI (Legal Entity Identifier)	254900OLXOUQC90M036
Data înființării Companiei:	31.07.2000/ OUG 627
Capital social:	733.031.420 lei, subscris și vărsat
Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise:	Bursa de Valori București, categoria Premium
Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise:	73.303.142 acțiuni cu o valoare nominală de 10 lei/ acțiune, acțiuni în formă dematerializată, nominative, ordinare, indivizibile, liber tranzacționabile de la 29.08.2006 sub simbolul TEL
Valoarea de piață:	1.649.320.695 lei (22,50 lei/acțiune la 30.12.2021)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare preliminare întocmite la data de 31.12.2021 nu sunt auditate. Sumele corespunzătoare datei de 31 decembrie 2020 sunt auditate de auditor financiar extern.

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, situațiile financiare separate preliminare neauditate pentru perioada de 12 luni încheiată la 31 decembrie 2021 au fost întocmite în conformitate cu Ordinul Ministrului Finanțelor Publice nr.2844/2016 cu modificările și completările ulterioare, pentru aprobarea Reglementărilor contabile conforme cu Standardele Internaționale de Raportare Financiară și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea activelor, obligațiilor, poziției financiare, contului de profit și pierdere ale CNTEE Transelectrica SA.

Prezentul raport cuprinde informații corecte și complete cu privire la situația economico-financiară și activitatea CNTEE Transelectrica SA.

București, 15 februarie 2022

**Gabriel
ANDRONACHE**

**Președinte
Directorat**

**Ștefăniță
MUNTEANU**

**Membru
Directorat**

**Cătălin-Constantin
NADOLU**

**Membru
Directorat**

**Marius-Viorel
STANCIU**

**Membru
Directorat**

**Florin-Cristian
TĂTARU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie 2021 vs 2020

CIFRE CHEIE

FINANCIAR

3.746	mil lei	▲	58%	Venituri
			y/y	
271	mil lei	▼	-40%	EBITDA
			y/y	
-6	mil lei	▼	-151	Rezultat net
			y/y	
56,35	TWh	▲	5%	Energie tarifată**
			y/y	

OPERAȚIONAL

2,47%	*	▲	0,28	pp	CPT
			y/y		
44,14	TWh	▲	3%	Energie transportată***	
			y/y		

INVESTIȚII

466	mil lei	▲	24%	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
			y/y	
256,22	mil lei	▲	45%	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)
			y/y	

CPT - Consum Propriu Tehnologic

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

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

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

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



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 31 decembrie 2021 este prezentată în tabelele de mai jos. Rezultatele financiare preliminare nu sunt auditate, iar varianta extinsă a acestora pentru aceeași perioadă este prezentată în Anexe la prezentul Raport.

Contul separat de profit și pierdere				
[mil RON]	2021	2020	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Volum tarifat de energie [TWh]	56,35	53,85	2,50	5%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	1.345	1.198	147	12%
Transport și alte venituri din piața de energie	1.252	1.035	217	21%
Servicii de sistem funcționale	0,0	117	(117)	(100%)
Schimburi neplanificate de energie	45	4	41	n/a
Alte venituri	48	42	6	13%
Costuri operaționale	1.105	859	246	29%
Cheltuieli privind operarea sistemului	624	310	314	101%
Reparații și mentenanță	97	98	(1)	(1%)
Cheltuieli cu personalul	248	273	(25)	(9%)
Alte costuri	136	178	(42)	(24%)
EBITDA	240	340	(100)	(29%)
Amortizare	274	268	7	2%
EBIT	(34)	72	(106)	(148%)
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	2.401	1.169	1.232	105%
Servicii de sistem tehnologic	623	674	(51)	(8%)
Piața de echilibrare	1.778	495	1.283	259%
Costuri operaționale	2.370	1.061	1.309	123%
Servicii de sistem tehnologice	610	566	44	8%
Piața de echilibrare	1.761	495	1.266	256%
EBIT	31	108	(77)	(72%)
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	3.746	2.367	1.379	58%
Costuri operaționale	3.475	1.920	1.555	81%
EBITDA	271	448	(177)	(40%)
Amortizare	274	268	7	2%
EBIT	(4)	180	(183)	n/a
Rezultat financiar	(5)	(5)	(0,1)	(2%)
EBT	(9)	175	(184)	n/a
Impozit pe profit	(3)	30	(33)	n/a
Profit net	(6)	145	(151)	n/a

Situația separată a poziției financiare				
[mil RON]	2021	2020	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.786	3.561	226	6%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	30	38	(8)	(21%)
Imobilizări necorporale	7	7	0	2%
Imobilizări financiare	82	82	0	0%
Total active imobilizate	3.905	3.687	218	6%
Active circulante				
Stocuri	40	38	2	4%
Creanțe	2.988	848	2.140	252%
Impozit pe profit de recuperat	21	1	20	n/a
Numerar și echivalente	252	554	(302)	(54%)
Total active circulante	3.301	1.442	1.860	129%
Total active	7.206	5.129	2.077	41%
Capitaluri proprii	3.340	3.395	(55)	(2%)
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi pe termen lung	79	102	(22)	(22%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	21	31	(9)	(30%)
Alte datorii pe termen lung	628	544	85	16%
Total datorii pe termen lung	729	676	53	8%
Datorii curente				
Împrumuturi pe termen scurt	25	25	0	1%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	7	0	5%
Alte datorii pe termen scurt	3.104	1.025	2.079	203%
Total datorii curente	3.137	1.058	2.079	197%
Total datorii	3.866	1.733	2.133	123%
Capitaluri proprii și datorii	7.206	5.129	2.077	41%

Situația separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	2021	2020	Δ	Δ (%)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	238	494	(257)	(52%)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	194	671	(477)	(71%)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	167	617	(451)	(73%)
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(370)	(284)	(87)	(31%)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(98)	(100)	2	2%
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(302)	233	(535)	n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	554	321	233	73%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	252	554	(302)	(54%)

REZULTATE OPERAȚIONALE

Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie–decembrie 2021, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (56,35 TWh) a înregistrat o creștere de 5% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2020 (diferența între cele două perioade fiind de +2,5 TWh).

Venituri operaționale

Veniturile totale operaționale realizate în intervalul ianuarie-decembrie 2021 au înregistrat o creștere în procent de 58% comparativ cu aceeași perioadă a anului anterior (3.746 mil lei în anul 2021 față de 2.367 mil lei în anul 2020), determinată în principal de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor, de majorarea tarifului mediu de transport și de creșterea veniturilor realizate pe piața de echilibrare.

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o creștere de 12% a veniturilor (1.345 mil lei în 2021 față de 1.198 mil lei în 2020), determinată în principal de creșterea cu 21% a veniturilor din transport și a altor venituri pe piața de energie (1.252 mil lei în 2021 față de 1.035 mil lei în 2020), provenită din creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor, în condițiile majorării tarifului mediu pentru serviciul de transport aprobat de ANRE, dar și în condițiile implementării noului pachet de reglementări europene, în mod special *Directiva (UE) 2019/944* și *Regulamentul (UE) 2019/943*, precum și *Regulamentul (UE) 2017/2195* și *Regulamentul (UE) 2017/1485*.

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

În intervalul ianuarie-decembrie 2021 **veniturile din alocarea capacității de interconexiune** au înregistrat o creștere în procent de 10% față de aceeași perioadă a anului trecut, în sumă de 6 mil lei, corespunzătoare nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

Evoluția veniturilor din alocarea capacității de interconexiune se datorează creșterii interesului participanților de a cumpăra capacitate de interconexiune, energia electrică fiind tranzacționată mai mult pe plan intern. De asemenea, prețul unitar al energiei electrice a crescut în toata Uniunea Europeană.

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

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

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

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

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

Mecanismul unic de cuplare a piețelor intrazilnice asigură armonizarea continuă a ofertelor de vânzare și cumpărare a participanților la piață dintr-o zonă de ofertare cu oferte de vânzare și cumpărare din interiorul propriei zone de ofertare și din orice altă zonă de ofertare unde este disponibilă capacitate transfrontalieră. Astfel, licitațiile intrazilnice explicite sunt numai pe granița cu Serbia, iar pe granițele cu Bulgaria și cu Ungaria sunt implicite (în cadrul SIDC).

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile din Ordinul ANRE nr.171/2019 actualizat și Regulamentul UE nr. 943 din 05 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Prin programul investițional în care s-a angajat Compania, se urmărește ca în următorii cinci ani, capacitatea transfrontalieră să se dubleze, ceea ce va permite dezvoltarea piețelor de energie electrică cuplate la nivel european, contribuind astfel la atingerea obiectivelor Uniunii Europene, "Piața internă de energie electrică" și "Energie curată pentru toți europenii".

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.

Piața românească este cuplată în regimul intraday cu piețele europene și în regimul spot (livrare în ziua următoare perfectării tranzacției) cu piețele din Ungaria, Cehia și Slovacia și, mai nou, cu cele din Austria, Polonia și Ungaria.

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

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

La sfârșitul lunii noiembrie 2019 s-a lansat funcționarea cuplată a pieței intrazilnice la nivel european, în cadrul proiectului XBID/SIDC, care a asigurat o mai mare lichiditate a pieței și o diversificare a produselor tranzacționate.

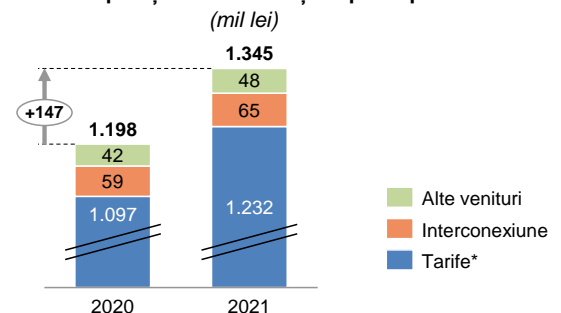
Ca urmare a noilor reguli pe piața de echilibrare, precum și a creșterii volumului tranzacțiilor pe Piața Intrazilnică, veniturile din tranzacții CPT au fost mai mari cu 22,6 mil lei în 2021 comparativ cu 2020 (de la 9,2 mil lei în 2020 la 31,9 mil lei 2021).

În contextul creșterii prețurilor pe întreaga piață a energiei, pe toate orizonturile de timp, s-a înregistrat dublarea veniturilor pe Piața Intrazilnică față de veniturile înregistrate în perioada similară a anului trecut și o creștere de circa 3,7 ori a veniturilor pe piața de echilibrare.

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

În cea ce privesc **Veniturile din serviciile de sistem funcționale și schimburi neplanificate**, începând cu 01 ianuarie 2021 a avut loc integrarea componentei aferentă serviciului funcțional de sistem în serviciul de transport, astfel, pentru perioada premergătoare datei de 1 ianuarie 2021 s-a calculat pentru activitatea de transport un tarif cumulat ce reprezintă un tarif teoretic virtual calculat prin însumarea tarifelor aferente activităților cu profit permis, respectiv activitatea de transport și activitatea de servicii funcționale de sistem (cele două tarife se aplicau la aceeași cantitate de energie electrică extrasă din rețea).

Venituri operaționale activități cu profit permis



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

Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o creștere semnificativă cu 105% (+1232 mil lei), de la 1.169 mil lei la 31 decembrie 2020 față de 2.401 mil lei la 31 decembrie 2021 determinată în principal de creșterea cu 1.283 mil lei a veniturilor pe piața de echilibrare.

Creșterea veniturilor pe piața de echilibrare s-a datorat în principal următoarelor 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. 61/2020, publicat în Monitorul Oficial al României nr. 287/2020;
- eliminarea obligativității participării la piața de echilibrare, potrivit Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru și modificarea unor Ordine ale Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobat prin Ordinul ANRE nr.213/2020, publicat în Monitorul Oficial nr.1201/2020;
- trecerea pieței de echilibrare la intervalul de decontare de 15 minute;
- aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare începând cu data de 1 februarie 2021;

- aplicarea începând cu 01 iunie 2021 a unui nou set de reguli comune de decontare a schimburilor internaționale de energie și a schimburilor neintenționate de energie, ce prevede realizarea unei decontări financiare între Operatorii de Transport și Sistem, eliminând în acest fel compensările în natură determinate conform metodologiei ENTSO-E de către Centrele de Decontare de la Brauweiler (Germania) și Laufenburg (Elveția),

➤ privind funcționarea pieței

- modul de realizare a contractării pe piețele anterioare pieței de echilibrare la nivel local și regional;
- evoluția prețului mediu înregistrat pe piața de echilibrare;
- evoluția hidraulicității;
- evoluția producției și consumului de energie electrică;
- trendul de evoluție al certificatelor de CO₂.

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

Pentru activitatea de administrare a pieței de echilibrare, cadrul de reglementare specific acesteia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității respective. Astfel, potrivit reglementărilor ANRE, soldurile lunare nenule (surplusuri de venit) rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui în care s-au înregistrat soldurile respective.

Pe parcursul ianuarie-decembrie 2021, **veniturile din serviciile de sistem tehnologic** au înregistrat o scădere în procent de 8% comparativ cu ianuarie-decembrie 2020 (623 mil lei la 31 decembrie 2021 față de 674 mil lei la 31 decembrie 2020), determinată de diminuarea tarifului aprobat de ANRE pentru aceste servicii în condițiile creșterii cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu un procent de 5%.

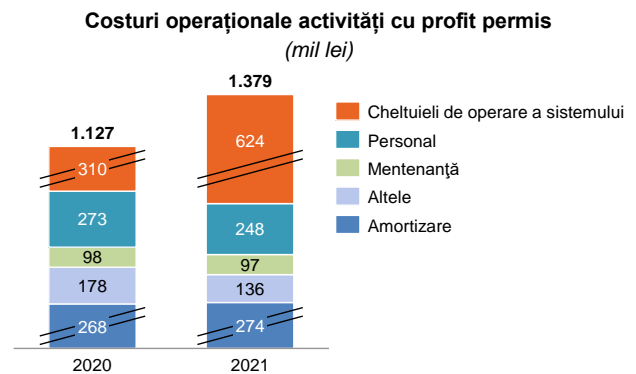
Pentru activitatea de servicii de sistem tehnologic cadrul de reglementare specific acesteia conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activității

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

Cheltuieli operaționale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în intervalul ianuarie-decembrie 2021 au înregistrat o creștere de 71% comparativ cu perioada similară a anului anterior (2.188 mil lei în 2020 față de 3.750 în anul 2021).

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 22% (1.379 mil lei în 2021 față de 1.127 mil lei în 2020).



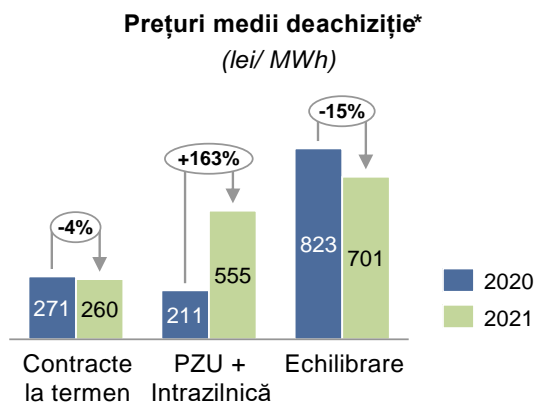
CPT: În anul 2021 cheltuielile privind consumul propriu tehnologic au fost mai mari cu 110% (276 mil lei) comparativ cu anul 2020, datorită următoarelor aspecte:

- datorită caracteristicilor sale, Consumul Propriu Tehnologic (CPT) în Rețeaua Electrică de Transport (RET) este puternic dependent de condițiile meteorologice, de structura producției și a consumului de energie electrică la nivel național, de repartizarea fluxurilor de energie electrică în rețeaua de transport internă și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine, valoarea sa fiind foarte puțin spre deloc controlabilă în condițiile unei piețe de energie regionale interconectate și cuplate;
- Consumul anului 2021, raportat la aceeași perioadă a anului trecut a fost mai mare cu circa 152 GWh (16%) față de perioada similară a anului 2020 care a fost puternic influențat de pandemia Covid-19. Raportat la nivelul anului 2019 CPT este mai mare cu aproximativ 11%;
- prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU, care în T4 2021 a fost de peste 3 ori mai mare față de

perioada similară a anului 2020, depășind semnificativ valorile înregistrate în ultimii ani;

- 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, în contextul liberalizării pieței, a lipsei concurenței producătorilor și a concurenței furnizorilor pentru cumpărarea de energie, pentru a-și putea îndeplini contractele cu numeroșii clienți ce au optat pentru piața liberă;
- aplicarea prețului unic de decontare pe piața de echilibrare începând cu data de 01.02.2021, precum și efectuarea decontării la intervalul de granularitate de 15 minute, au condus la creșteri ale prețului mediu al energiei achiziționate de pe Piața de Echilibrare de circa 40% față de perioada similară a anului precedent.

Pentru întreaga perioadă analizată, costurile CPT aferente pieței de echilibrare au fost cu circa 160% (+47,5 mil lei) mai mari decât în perioada similară a anului precedent.



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

Pe parcursul anului 2021 tendința Pieței pentru Ziua Următoare a fost de continuă creștere, înregistrând valori mult mai mari decât cele din anul 2020 (de exemplu pentru T4 prețurile medii nete pe PZU și Intraday au valoare de 1.111 lei/MWh față de 255 lei/MWh în anul 2020).

În prezent, tendința de creștere a prețului pe Piața pentru Ziua Următoare se menține, prețul mediu al energiei achiziționate de pe PZU fiind de aproape patru ori mai mare în anul 2021 față de anul 2020, depășind semnificativ valorile înregistrate în ultimii 7 ani pe această piață.

Același trend se observă și la nivel european, ceea ce va avea un impact semnificativ în costurile înregistrate pentru acoperirea CPT, având în vedere că din data de

17 iunie 2021 s-a realizat cuplarea piețelor pentru ziua următoare din cadrul 4M MC (Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România) cu piața regională din Austria, Germania și Polonia.

În această situație, piețele centralizate pe termen scurt organizate de Bursele de energie electrică au înregistrat prețuri istorice nemaiîntâlnite, iar pentru anul 2022 nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor.

Această cuplare a pieței bazată pe NTC (capacitatea netă de transport) este un pas important către realizarea SDAC (cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare).

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

Conform ultimelor actualizări, părțile proiectului implicate în proiectul Core Flow-Based Market Coupling au comunicat pe 19 noiembrie 2021 întârzierea Core FB MC din cauza dependențelor externe care întârzie începerea la timp a primei faze a testelor de integrare comune și a problemelor tehnice întâmpinate în primele săptămâni de testare.

Noua dată de lansare a depins de progresele ulterioare în planificarea testelor și de alinierea cu părțile externe (de exemplu, SDAC).

Părțile proiectului Core doresc să împărtășească progresele înregistrate.

Prima fază a testării regionale comune (Full Integration Testing - FIT) s-a încheiat cu succes pe 13 ianuarie 2022.

Testarea FIT, axată pe funcționalitatea tuturor sistemelor implicate și între acestea în procesul FB MC, a dovedit că soluția este capabilă să efectueze procesul FB MC.

Următoarea fază a testării (Simulation Integration Testing – SIT) a început pe 17 ianuarie 2022 și este de așteptat să se desfășoare până la sfârșitul lunii februarie 2022.

Testarea SIT se concentrează pe testarea procedurilor operaționale comune pentru a dovedi că soluția este capabilă să faciliteze procesul operațional zilnic.

După testele efectuate în cursul lunii ianuarie și alinierea cu părțile externe (SDAC), părțile la proiect sunt în măsură să confirme acum că noua dată de lansare va fi 20 aprilie 2022 (zi de tranzacționare pentru livrare pe 21 aprilie 2022).

Cheltuielile privind consumul de energie electrică în stațiile RET au înregistrat o creștere în procent de 51% în intervalul ianuarie-decembrie 2021 față de anul 2020 (24,5 mil lei în 2021 comparativ cu 16,2 mil lei în 2020)

datorită majorării prețurilor de achiziție a energiei electrice în anul 2021 dar și a modificărilor legislative aplicabile începând cu 01 iulie 2021, respectiv prevederile Ordinului ANRE nr. 82/2021.

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

Serviciile de sistem funcționale: Cheltuielile aferente au înregistrat de asemenea o creștere în procent de 73% (52,6 mil lei în 2021 comparativ cu 30,5 mil lei în 2020) determinată, în principal, de creșterea cheltuielilor pe piața pentru ziua următoare privind schimburile neplanificate de energie electrică cu țările vecine interconectate la SEN.

Aceste cheltuieli reprezintă schimburile internaționale necontractate de energie electrică cu țările vecine și cheltuielile cu schimburile neplanificate pe piața zilei următoare.

Cheltuielile cu Inter TSO Compensation (ITC)

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

În intervalul ianuarie-decembrie 2021 aceste cheltuieli au fost mai mari cu un procent de 56% față de perioada similară a anului anterior.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a costurilor cu 123% (2.370 mil lei la 31 decembrie 2021 față de 1.061 mil lei la 31 decembrie 2020), determinată în principal de creșterea cheltuielilor pe piața de echilibrare.

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

Contractarea acestor servicii se realizează:

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

Începând cu 01.02.2021 achiziția serviciilor tehnologice de sistem se realizează în regim concurențial prin licitații zilnice, în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019.

În anul 2021 contractarea serviciilor tehnologice de sistem în regim reglementat s-a efectuat numai pentru Energia Reactivă. Transelectrica a contractat Energia Reactivă de la Hidroelectrica SA, conform Deciziei ANRE nr.1078/2020.

Valoarea cheltuielilor privind serviciile de sistem tehnologice în 2021, a înregistrat o creștere în procent de 8% comparativ cu cele din 2020 (610 mil lei 2021 comparativ cu 566 mil lei în 2020)

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

- creșterea prețurilor de achiziție a serviciilor de sistem tehnologice pe piața concurențială în perioada analizată pentru rezerva secundară (RS) și rezerva terțiară rapidă (RTR), având în vedere creșterea prețurilor înregistrate pe piața de energie electrică în anul 2021
- manifestarea pe parcursul anului 2021 a unui nivel ridicat de concentrare a pieței serviciilor tehnologice de sistem pentru serviciile tehnologice de sistem rezervă secundară (RS).

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

Valoarea cheltuielilor cu serviciile tehnologice de sistem în trimestrul IV al anului 2021 a fost cu 11,8% mai mare comparativ cu trimestrul IV al anului 2020.

Pentru perioada ianuarie-septembrie 2022 se prefigurează manifestarea unui nivel ridicat de concentrare a pieței serviciilor tehnologice de sistem pentru serviciile tehnologice de sistem rezervă secundară iar pentru perioada octombrie-decembrie 2022 se estimează manifestarea unui nivel ridicat de concentrare a pieței serviciilor tehnologice de sistem pentru Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată la creștere (RRFa la creștere – similar rezervei secundare la creștere) și Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată la reducere (RRF la reducere – similar Rezervei Secundare la reducere).

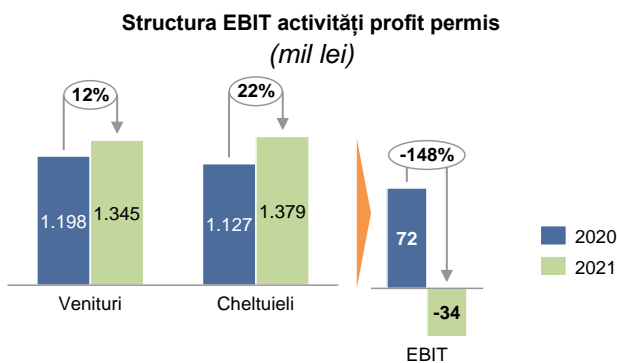
Se estimează totodată că pentru anul 2022 achiziția serviciilor tehnologice de sistem prin licitații zilnice și pe sens realizată în concordanță cu prevederile Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019, evoluția

cadrelui de reglementare al ANRE privind piața de energie electrică, cât și evoluția modului de gestionare a răspândirii Covid -19 la nivelul țării, vor avea un impact semnificativ privind evoluția costurilor cu achiziția serviciilor de sistem la nivelul CNTEE Transelectrica SA.

Cheltuielile privind piața de echilibrare realizate în anul 2021, au fost mai mari cu 1.266 mil lei față de cele realizate în anul 2020. Aceste cheltuieli rezultă în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață

Rezultat operațional

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat negativ în anul 2021, în scădere cu 106 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.



Situația actuală a prețurilor pe piața angro a energiei electrice este fundamental diferită față de situația din 2020, puternic influențată de pandemia de Covid-19, și față de situația din anii precedenți.

Diferența este marcantă și este evidentă la nivelul întregului continent european, nu doar la nivelul României.

În acest sens poate fi observată evoluția prețurilor angro la energie pe piața spot europeană. 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, care constituie combustibil pentru producerea energiei electrice.

În această situație, piețele centralizate pe termen scurt organizate de Bursele de energie electrică au înregistrat prețuri istorice nemaîntâlnite, iar pentru următoarea perioadă nu se estimează scăderi semnificative ale prețurilor.

EBIT generat de activitățile zero-profit a înregistrat un rezultat pozitiv de 31 mil lei, în scădere cu 77 mil lei față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului trecut.

Cadrul de reglementare specific activităților zero profit conține mecanisme de regularizare care asigură compensarea excesului sau deficitului de venituri

raportat la nivelul cheltuielilor necesare pentru desfășurarea activităților respective.

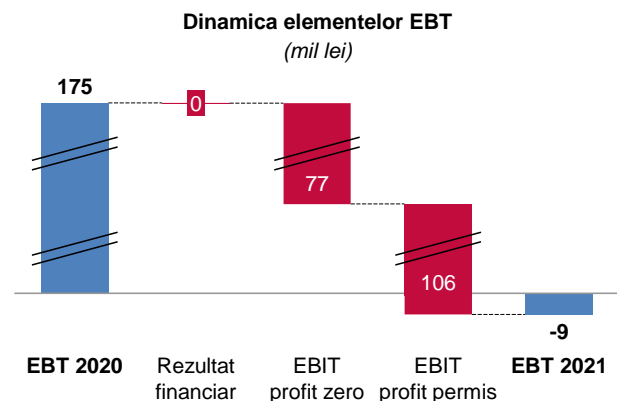
Pentru activitatea de administrare a pieței de echilibrare, potrivit reglementărilor ANRE soldurile lunare nenule (surplusuri de venit) rezultate din desfășurarea acestei activități urmează a fi compensate prin corecție tarifară ex-post (corecție negativă) aplicată de ANRE în tarif în anii următori celui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

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

Rezultat brut (EBT)

Rezultatul brut a înregistrat o scădere în perioada analizată, de la 175 mil lei în anul 2020 la -9 mil lei în anul 2021 (rezultat preliminar).

Dinamica între rezultatul înregistrat în anul 2021 comparativ cu anul 2020, descompusă pe componentele constitutive ale rezultatului, este prezentată în graficul următor:

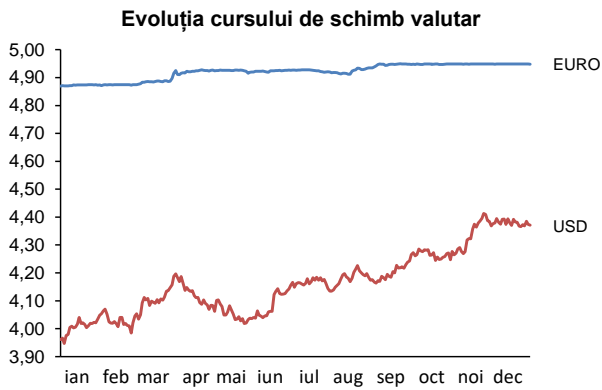


Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în anul 2021 este negativ în valoare de 5 mil lei.

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

Evoluția cursului de schimb leu/euro și leu/usd în anul 2021 este redată în graficul următor:



Rezultat net

Rezultatul net a înregistrat scădere în perioada analizată, ajungând la -6 mil lei în 2021, față de 145 mil lei înregistrat în anul 2020.

POZIȚIA FINANCIARĂ

Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat în anul 2021 comparativ cu anul 2020 o creștere în procent de 6%, pe fondul creșterii imobilizărilor corporale în curs determinată în principal de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune.

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

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

Începând cu 01.10.2020 a intrat în vigoare noul contract de închiriere (contract nr. C232/2020 încheiat cu Dagesh Rom SRL), valabil pe o perioadă de 5 ani.

La data de 31 decembrie 2021, valoarea contabilă a dreptului de utilizare a spațiilor închiriate de Companie în clădirea de birouri Platinum este în sumă de 30 mil lei.

Imobilizări financiare

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

Active circulante

Activele circulante au înregistrat o creștere semnificativă în procent de 129% la 31 decembrie 2021 (3.301 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2020 (1.442 mil lei), datorată în principal creșterii creanțelor.

Creanțele comerciale înregistrează o creștere de 1.344 lei (849 mil lei la 31 decembrie 2020 comparativ cu 2.193

mil lei la 31 decembrie 2021), datorită creșterii volumului tranzacțiilor pe piața de echilibrare și a celor rezultate din cuplarea piețelor în trimestrul IV al anului 2021 față de trimestrul IV al anului 2020 generând creșterea creanțelor aflate în sold la data de 31 decembrie 2021 față de 31 decembrie 2020.

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: OPCOM, MAVIR, Ciga Energy SA, Electrica Furnizare SA, Cinta Energy SA, RAAN, Complexul Energetic Oltenia SA, Enel Energie SA, E.ON Energie Romania SA, Joint Allocation Office SA.

Ponderea clienților mai sus prezentați este de circa 74% în total creanțe comerciale.

La data de 31 decembrie 2021, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 9% (la 31 decembrie 2020: 23%) din total creanțe comerciale.

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

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 31 decembrie 2021 o creștere a creanțelor determinată, în principal de creșterea valorii facturate pentru colectarea contribuției lunare.

La data de 31 decembrie 2021, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 208 mil lei, reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76,70 mil lei, respectiv de la RAAN – 63,46 mil lei și CET Govora SA – 13,23 mil lei;

- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3,91 mil lei, respectiv de la RAAN – 1,98 mil lei, și CET Govora – 1,93 mil lei;

- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 0,56 mil lei, respectiv de la CET Govora – 0,53 mil lei, Interagro – 0,03 mil lei;

- bonus necuvenit pentru 2020 în sumă de 0,52 mil lei de la Donau Chem;

- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 21,2 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,88 mil

lei, PetProd – 4,39 mil lei, Romenergy Industry – 2,68 mil lei, RAAN – 2,38 mil lei, UGM Energy – 1,50 mil lei, CET Govora – 0,90 mil lei, KDF Energy – 0,88 mil lei și alții.

Până la data prezentului raport, Compania a încasat integral creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2020 (suma de 16,47 mil lei) de la Electrocentrale București, precum și suma de 11,73 mil lei din bonusul necuvenit stabilit prin Decizii ANRE pentru anul 2021, în valoare de 12,25 mil lei, de la următorii producători: Bepco SRL, Complexul energetic Hunedoara, Complexul energetic Oltenia, CET Arad, CET Govora, Contourglobal Solutions, Electrocentrale București, Electro Energy Sud, Electroulaj SA, Universitatea Politehnică din București, Prefab, Soceram SA și Termoficare Oradea.

Pentru stingerea creanțelor generate de supracompensare și bonus necuvenit, Compania a solicitat producătorilor calificați în schema de sprijin efectuarea de compensări reciproce. Pentru producătorii (RAAN, CET Govora) care nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriiilor reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

Alte creanțe la data de 31 decembrie 2021, în sumă de 177 mil lei includ în principal:

- debitori diverși (88 mil lei), din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 80 mil lei (din care suma de 35 mil lei reprezintă penalități aferente schemei de sprijin).

Cele mai mari penalități de întârziere la plată au fost înregistrate de clienții: RAAN (16,9 mil lei), CET Govora (9,6 mil lei), Electrocentrale București (9,4 mil lei), Eco Energy SRL (8,9 mil lei), Petprod SRL (8,9 mil lei), Romelectro (8,9 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), OPCOM (2 mil lei).

Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;

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

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

- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 6,8 mil lei sunt reprezentate în principal de: cheltuieli privind achiziția de CPT (4,7 mil lei), chirie și mentenanță clădire birouri (0,7 mil lei), polițe RCA, CASCO și altele
- alte creanțe imobilizate în sumă de 4,3 mil lei, din care 4,2 mil lei reprezintă garanții pentru ocuparea temporară a terenului, calculate și reținute în conformitate cu art. 39 alin. (1). alin. (2) și alin. (5) din Legea nr. 46/2008 privind Codul Silvic, în vederea realizării obiectivului de investiții LEA 400 kV Reșița – Pancevo (Serbia);
- alte creanțe sociale în sumă de 2,9 mil lei reprezentând concedii medicale achitate de angajator salariaților și care urmează a fi recuperate de la Casa Națională de Asigurări de Sănătate, conform legislației în vigoare.

Avansuri către furnizori achitate la 31 decembrie 2021 sunt reprezentate de furnizori debitori pentru prestări servicii în sumă de 701 mil lei și reprezintă în principal sume din tranzacțiile aferente mecanismului de cuplare prin preț (*ICP – Interim Coupling Project, SIDC - Single Intraday Coupling și SDAC - Single Day-ahead Coupling*) (632,7 mil lei – pentru ICP și SDAC și 67 mil lei – pentru SIDC).

TVA de recuperat suma nerecuperată până la data prezentului raport este de 122,1 mil lei.

Politica Transelectrica 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 asemenea, Compania efectuează și o analiză individuală a creanțelor comerciale și a altor creanțe neîncasate.

Cele mai mari ajustări de depreciere la 31 decembrie 2021, calculate pentru creanțele comerciale și penalitățile aferente acestora, au fost înregistrate pentru CET Govora (24,9 mil lei), Eco Energy SRL (24,7 mil lei), Petprod SRL (23,5 mil lei), Arelco Power (14,8 mil lei), Total Electric Oltenia SA (14,2 mil lei), Romenergy Industry (13,5 mil lei), GETICA 95 (12,5 mil lei), Elsaco Energy (9,3 mil lei), RAAN (8,5 mil lei), Opcom (6,3 mil lei).

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de de 729 mil lei la data de 31 decembrie 2021 au înregistrat o creștere în

procent de 8% față de valoarea înregistrată la data de 31 decembrie 2020.

În același timp **datoriile pe termen scurt** au înregistrat de asemenea o creștere semnificativă, de la 1.058 mil lei la 31 decembrie 2020 la 3.137 mil lei la 31 decembrie 2021, în principal pe fondul creșterii datoriilor comerciale și alte datorii.

Impact semnificativ a avut creșterea valorii **furnizorilor pe piața de energie** în sumă de 1.892 mil lei în 2021 față de 468 mil lei în 2020.

Aceasta evoluție a fost influențată în principal de:

- creșterea *soldului datoriilor aferente activității operaționale* care a fost determinată în principal de achitarea în trimestrul I al anului 2022 a obligațiilor de plată aflate în sold la data de 31 decembrie 2021, rezultate, în principal, din cuplarea piețelor de energie electrică.

Furnizorii pe piața de energie electrică sunt reprezentați în principal de: Hidroelectrică SA, MAVIR, OPCOM, IBEX, S Complexul energetic Oltenia SA, Electrocentrale București SA, OMV Petrom SA, CIGA Energy SA, BEPCO SRL, Electrica Furnizare SA. La 31 decembrie 2021, ponderea acestora în total furnizori de energie este de circa 89%.

- creșterea *datoriilor aferente pieței de echilibrare* a fost determinată de creșterea volumului tranzacțiilor înregistrate în piața de echilibrare în luna decembrie 2021, comparativ cu luna decembrie 2020.

- creșterea *datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători)* a fost determinată, de creșterea valorii bonusului lunar pentru cogenerarea de înaltă eficiență din trimestrul IV al anului 2021, față de trimestrul IV al anului 2020.

La data de 31 decembrie 2021, se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 35,5 mil lei (RAAN – 32,2 mil lei și CET Govora SA – 3,4 mil lei), reprezentând bonusul lunar de cogenerare, antesupracompensarea pentru anii 2014 și 2015, bonusul neacordat pentru anul 2015.

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

O influență semnificativă a avut-o și categoria "**alte datorii**", înregistrând creștere de la valoarea de 305,5 mil lei în 2020 la 963,7 mil lei în 2021. Structura acestor datorii se prezintă, astfel:

- *creditori diverși* în sumă de 145,7 mil lei sunt reprezentați în principal de poziția netă a schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență, poziție de datorie, în sumă de 138,7 mil lei;

Poziția netă a schemei de sprijin reprezintă diferența dintre:

- *valoarea contribuției colectată 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.*

În cadrul creditorilor diverși intră și contractele de studii de soluție pentru racordarea la RET în sumă de 3,8 mil lei, studii pentru interconectarea sincronă a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental în sumă de 0,9 mil lei, redevență trimestrul IV an 2021 în sumă de 1,2 mil lei și altele.

- *clienți creditori* la data de 31 decembrie 2021 sunt în sumă de 752 mil lei din care 751,6 mil lei și reprezintă sume încasate în avans de la OPCOM (545,9 mil lei), MAVIR (202,5 mil lei), și IBEX (3,3 mil lei) în cadrul tranzacțiilor aferente mecanismelor de cuplare prin preț, ICP (Interim Coupling Project), SIDC (Single Intraday Coupling) și SDAC (Single Day-ahead Coupling).
- *datoria pentru imobilizările aferente drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri*, conform prevederilor IFRS 16 – Contracte de leasing, este în sumă de 29,2 mil lei (datorie pe termen lung 21,4 mil lei, datorie pe termen scurt 7,8 mil lei).
- *alte datorii* în sumă de 36,5 mil lei sunt reprezentate, în principal, de garanțiile de bună plată a contractelor pe piața de energie electrică încheiate de CNTEE Transelectrica SA în sumă de 21,9 mil lei, TVA neexigibilă în perioada de raportare în sumă de 14,4 mil lei,
- *dividendele cuvenite acționarilor* Companiei la data de 31 decembrie 2021 și neplătite sunt în sumă de 0,3 mil lei, fiind la dispoziția acționarilor prin intermediul agentului de plată.

Provizioanele au înregistrat o diminuare de valoare în anul 2021 în comparație cu anul 2020, de la 92 mil lei la 31 decembrie 2020 la 57 mil lei la 31 decembrie 2021, diminuare determinată în principal de:

- diminuarea valorii provizioanelor constituite pentru litigii care la data de 31 decembrie 2021 sunt în sumă de 38

mil lei comparativ cu 50 mil lei înregistrată la finele anului 2020

- provizioane pentru contracte de mandat care la 31 decembrie 2021 prezintă un sold de 19 mil lei și care reprezintă în principal remunerarea administratorilor executivi și neexecutivi, remunerare constând în componenta variabilă aferentă pachetelor OAVT-uri alocate și nevalorificate pe durata mandatelor executate în perioada 2013-2017

- alte provizioane

Datoriile purtătoare de dobândă

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

Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o diminuare determinată în principal de înregistrarea distribuirii dividendelor către acționari pe parcursul anului 2021 în valoare de 63,77 mil lei. Astfel capitalurile proprii la sfârșitul anului sunt în valoare de 3.340 mil lei față de 3.395,5 mil lei în 2020.

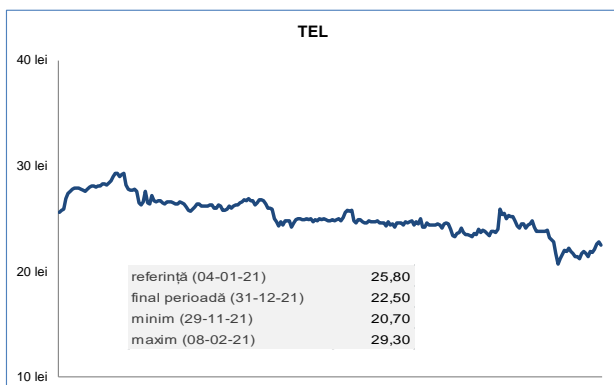
EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

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

Anul 2021 a debutat cu un preț de tranzacționare de 25,60 lei/acțiune. La finalul perioadei, capitalizarea bursieră a fost 1.649 mil lei, găsind acțiunea la un preț de 22,50 lei/acțiune. Prețul minim de tranzacționare a fost înregistrat în data de 29.11.2021, de 20,70 lei/acțiune, maximul de 29,30 lei/acțiune fiind atins în data de 08.02.2021.

Compania a avut capacitatea să se adapteze contextului economic generat de pandemia Covid-19 pe parcursul anului 2021, repercursiunile acestuia fiind observate în scăderea cu 13% a prețului acțiunii la sfârșitul perioadei față de valoarea de referință de la începutul anului și implicit a valorii de piață cu 242 mil lei.

Evoluția acțiunii TEL



Pe parcursul anului 2021 tranzacționarea acțiunilor TEL pe piața de capital din România a înregistrat 17.671 tranzacții cu un număr mediu de 70 tranzacții/zi și 3.498.316 acțiuni tranzacționate, cu o valoare totală de 88.625 mii lei.

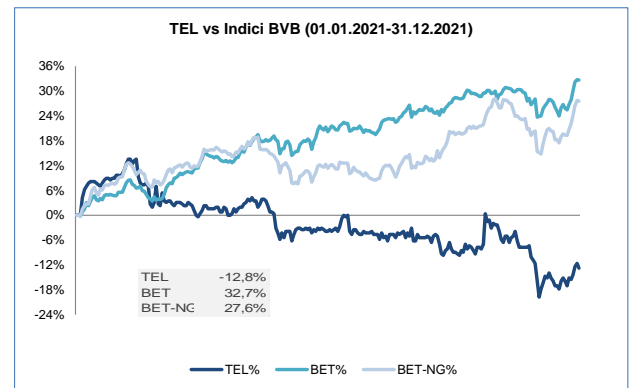
Acțiunile Transelectrica fac parte din structura următorilor indici bursieri: BET-NG, BET, BET-TR, BET-XT, BET-XT-TR, BET-BK, BETPlus, BET-TRN, BET-XT-TRN.

Dintre aceștia cei mai reprezentativi pentru Companie sunt:

- indicele BET (Bucharest Exchange Trading - indicele de referință al pieței de capital ce reflectă evoluția celor mai lichide 19 companii listate pe piața reglementată a BVB)
- indicele BET-NG (Bucharest Exchange Trading Energy & Related Utilities - indice sectorial care reflectă evoluția companiilor din domeniul energie și utilităților aferente listate pe piața reglementată a BVB).

Conform ultimei date de ajustare înregistrată în data de 10.12.2021, acțiunile TEL dețin o pondere de 1,21% în indicele BET și 4,16% în indicele BET-NG.

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



PRINCIPALELE RISCURI ȘI INCERTITUDINI

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

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

În mod evident cunoașterea amenințărilor permite o ierarhizare a acestora în funcție de eventualitatea

materializării lor, de amploarea impactului asupra obiectivelor și de costurile pe care le presupun măsurile menite a reduce șansele de apariție sau de a limita efectele nedorite.

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

Printre elementele care pot afecta lichiditatea Companiei se numără:

- fluctuația ratei dobânzii; Compania încearcă să minimizeze acest risc atât prin negocierea celor mai bune rate de dobânzi, cât și prin contractarea de credite cu rată fixă a dobânzii;
- variația cursului valutar; în prezent Transelectrica mai are în portofoliu un singur credit în valută (euro);
- prevederile din acordurile de finanțare: în cadrul contractelor de finanțare, există clauze privind respectarea unor indicatori financiari, schimbări de control asupra Companiei, clauze tip pari passu.

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

Până la această dată, Compania nu a primit nici o notificare de rambursare anticipată pentru neîndeplinirea obligațiilor asumate.

- riscul de credit: Compania suportă o pierdere financiară datorită incapacității sau refuzului unui partener contractual de a-și îndeplini obligațiile contractuale. Acest risc rezultă în principal din creanțele comerciale, numerarul și echivalentele de numerar. Ca și măsură de limitarea a consecințelor, Compania urmărește încheierea de contracte cu parteneri care au o solvabilitate solidă și un rating încadrat la categoria "investment grade".
- riscul de neîncasare a garanțiilor în cadrul proiectelor de investiții: principala cauză a acestui tip de risc rezultă din existența unor societăți bancare sau societăți de asigurări care oferă servicii de garantare fără a avea capacitatea financiară de a-și onora obligațiile asumate în cadrul instrumentelor de garantare emise,
- nivelul fiscalității, inclusiv introducerea unor noi taxe și impozite.

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

- riscul deteriorării ratingului de credit ca urmare a înrăutățirii indicatorilor și climatului macro-politic sau/și înrăutățirii performanței financiare a Companiei. Acest risc reflectă un complex de factori, cu potențial efect asupra creșterii costurilor de finanțare pe piața de credit, ceea ce poate afecta semnificativ Compania având în vedere volumul substanțial de capital necesar a fi atras pentru finanțarea planului de investiții aferent următorilor ani. Pe de altă parte, ratingul Companiei este puternic dependent de ratingul suveran al României.
- riscul investițional ca urmare a dificultăților financiare la nivelul filialelor cauzate atât de datoriile istorice, mediul concurențial cât și de managementul propriu acestora;
- impactul Covid 19: ca urmare a creșterii procentului de persoane îmbolnăvite la nivel național în trimestru IV 2021, a fost declarată stare de alertă. În acest sens, pentru prevenirea și combaterea efectelor pandemiei asupra personalului, la nivelul Companiei s-au luat toate măsurile igienico-sanitare și s-a revenit la activitatea în regim de telemuncă.

Riscuri strategice:

- pierderea stabilității SEN
- disfuncționalități ale sistemelor și platformelor utilizate în conducerea operativă
- realizarea sub nivelele programate cantitative sau calitative a Programului Anual de Investiții
- nerespectarea reglementărilor UE
- neasigurarea securității informațiilor clasificate
- realizarea incompletă a Programului de Mentenanță RET
- afectarea stării de sănătate și securitate a personalului
- dificultăți în recrutarea, pregătirea profesională și motivarea personalului
- depășirea termenelor aferente lucrărilor sau întocmirea lucrărilor de slabă calitate.

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

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

Transelectrica acordă importanța cuvenită analizei mediului de risc și identificării din timp a unor posibile

riscuri ce pot apare în viitor și a căror abordare trebuie pregătită din timp.

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

Astfel nu există riscuri și incertitudini pentru următoarele luni ale exercițiului financiar 2022, altele decât cele prezentate anterior, care să afecteze lichiditatea Companiei.

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

În anul 2021, în relația cu partenerii bancari nu au fost întâmpinate probleme.

În concluzie, activitatea de trezorerie nu a fost afectată de impactul generat de contextul epidemiologic generat de răspândirea SARS-CoV-2.

Compania, începând cu data de 19 octombrie 2021, și-a îmbunătățit ratingul (Corporate Family Rating) fiind evaluată de către agenția Moody's Investors Service la nivelul ratingului suveran, respectiv Baa3, perspectivă stabilă.

Prin acest upgrade, Transelectrica trece din aria speculativă în cea de investment-grade (risc investițional moderat), având în vedere importanța strategică a Companiei, îmbunătățirea continuă a cadrului de reglementare, precum și beneficiul dat de suportul guvernamental în caz de dificultăți financiare.



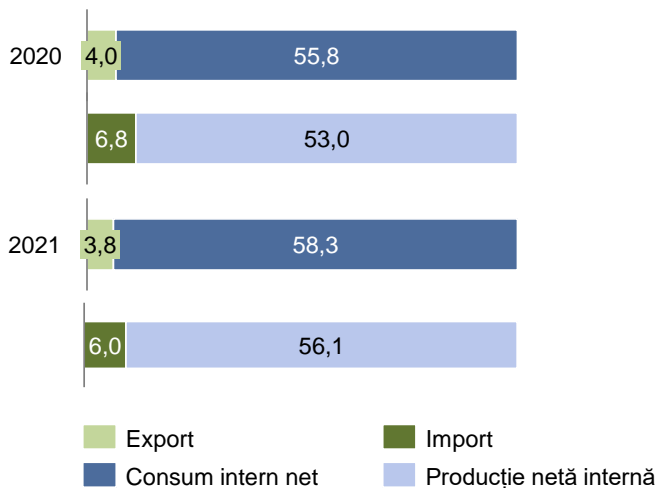
Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – decembrie 2021 față de aceeași perioadă a anului precedent, consumul intern net¹ a crescut cu 5% iar producția netă de energie cu 6%.

Schimburile fizice transfrontaliere de export înregistrează în anul 2021 o diminuare cu 5% față de anul 2020, iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat scădere în procent de 12%.

Balanța energetică
(TWh)



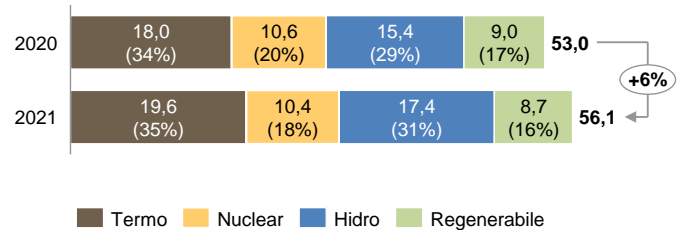
MIXUL DE PRODUCȚIE

În ceea ce privește mixul de producție, în perioada ianuarie – decembrie 2021 comparativ cu perioada similară a anului 2020, s-a înregistrat o scădere a componentei nuclear cu 2% și a componentei regenerabile cu 3%. Creșteri s-au înregistrat din surse hidro, în procent de 13% și din surse Termo în procent de 9%.

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – decembrie 2021 se observă că cea mai mare pondere 35% este reprezentată de componenta termo urmată de componenta hidro 31%, iar energia produsă din surse

regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ 16% și respectiv 19%.

Mix producție energie electrică netă
(TWh)

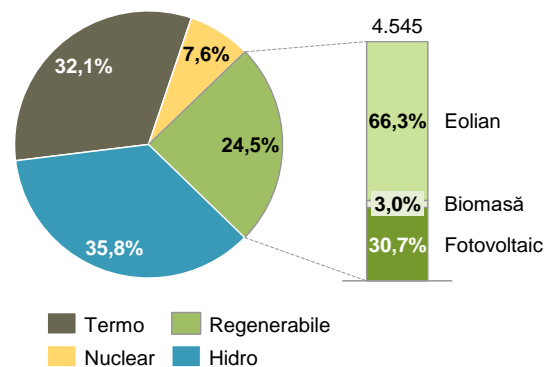


PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

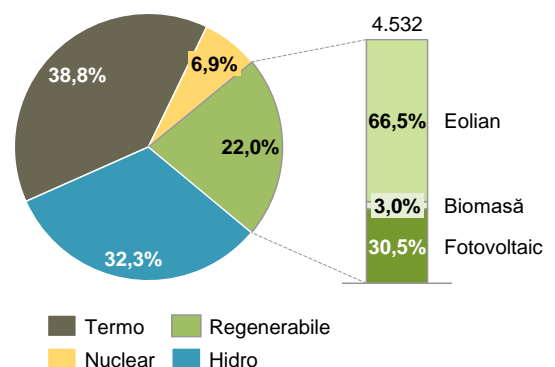
Puterea instalată în centralele pe surse termo a scăzut cu aproximativ 25%, de la 7.993 MW instalați la 31 decembrie 2020, la 5.966 MW instalați la 31 decembrie 2021. În perioada analizată puterea instalată pe surse regenerabile a crescut cu 0,3%.

Puterea instalată aferentă perioadei ianuarie – decembrie 2021 versus ianuarie - decembrie 2020, este redată în graficele care ce urmează:

Putere instalată 2021 (18.569 MW. valoare brută)



Putere instalată 2020 (20.582 MW. valoare brută)



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

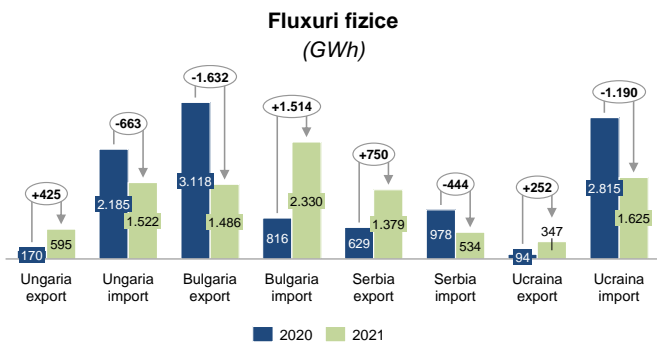
FLUXURI TRANSFRONTALIERE

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

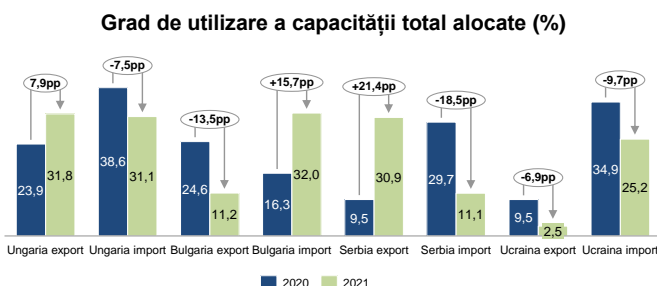
- a scăzut exportul pe granița Bulgaria și a crescut pe granița cu Serbia, Ungaria și Ucraina iar importul a crescut pe granița cu Bulgaria și a scăzut pe liniile de interconexiune situate în zonele deficitare în producție de energie electrică (pe granițele cu Ungaria și cu Ucraina) dar și pe linia de interconexiune situată în zona excedentară în producția de energie electrică, respectiv pe granița cu Serbia.

Concret, comparativ cu intervalul ianuarie - decembrie 2020, fluxurile fizice de export au scăzut cu Bulgaria (-52% -1.632 GWh) și au crescut pe granița cu Serbia (+750 GWh) cu Ungaria (+425GWh) dar și cu Ucraina (+252 GWh), concomitent cu creșterea fluxurilor fizice de import pe liniile de interconexiune cu Bulgaria (+1.514 GWh) și scădere pe Serbia (-45% -444GWh), Ucraina (-42% -1.190GWh), și Ungaria (-30% -663 GWh).

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



În intervalul ianuarie - decembrie 2021 gradul de utilizare a capacității total alocate pe liniile de interconexiune pentru export a crescut semnificativ față de aceeași perioadă a anului 2020 pe destinația cu Serbia.



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

În anul 2021, consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat creșteri constante, cu un minim de 0,34% în luna decembrie și respectiv un maxim de 21,65% în luna aprilie; excepție au făcut lunile septembrie și noiembrie 2021, când s-au înregistrat reduceri ale consumului, de 0,7% în septembrie, respectiv 1,8% în noiembrie.

Creșterea consumului a fost influențată în principal de reînceperea treptată a activității industriale, de temperaturile înregistrate în lunile ianuarie – aprilie ale anului 2021 comparativ cu perioada similară din anul 2020, vremea fiind semnificativ mai rece, dar și de temperaturile mai calde din lunile verii anului 2021; de asemenea, s-a înregistrat o scădere a consumului în perioadele valurilor pandemice, corelat cu activitatea de muncă la distanță. Anul 2021 s-a încheiat cu o creștere a consumului de 5%, respectiv o creștere a producției de 6%.

Față de trimestrul al IV-lea din anul 2020 s-a înregistrat în general o creștere a gradului de utilizare a capacității alocate la import, respectiv o creștere de 13% a schimburilor comerciale la import și de 8% a schimburilor comerciale la export și o scădere de 57% a energiei tranzitate, pe fondul unei hidraulicități reduse în lunile octombrie și noiembrie, comparativ cu anul trecut și în condițiile unui consum intern de energie electrică mai mare comparativ cu perioada similară din anul 2020. La export, creșterea gradului de utilizare a capacității alocate, comparativ cu perioada similară de anul trecut, a fost determinată de scăderea accentuată a capacității alocate la export.

Transelectrica, în calitate de Operator de Transport și Sistem investește în creșterea capacităților de interconectare în contextul alinierii la cerințele europene, astfel:

- Începând cu data de 1 februarie 2021, piața de energie electrică din România a trecut de la intervalul de decontare de o oră, la intervalul de decontare de 15 minute, pentru conformarea cu cerințele regulamentelor europene (Regulamentul European 2195/2017, Regulamentul European 943/2019) și cu cerințele cadrului de reglementare național.

Implementarea acestui interval de decontare pe piața de energie electrică face posibilă o tranzacționare mult mai apropiată de intervalul de livrare.

Începând cu ziua de livrare 11 februarie 2021, produsul transfrontalier de 15 minute a fost lansat în tranzacționare continuă intrazilnică pe granița România – Ungaria în cadrul SIDC (Cuplarea unică a piețelor intrazilnice), ceea ce a condus la creșterea oportunităților pentru participanții la piață de a-și ajusta pozițiile comerciale pe piața intrazilnică mai aproape de livrarea

fizică, și reducând costurile acestora cu dezechilibrele în cazul abaterilor de la program.

- Pe 17 iunie 2021, pentru ziua de livrare 18 iunie 2021, a fost realizată cuplarea granițelor 4M MC (cuplarea piețelor pentru ziua următoare din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România) cu cuplarea multiregională (MRC) prin introducerea alocării implicite a capacității nete de transport (NTC) pe șase noi granițe (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT, HU-AT).

Începând cu ziua de livrare 28 octombrie 2021, granița dintre zonele de ofertare Bulgaria și România a fost de asemenea integrată în SDAC, marcându-se astfel o etapă importantă în finalizarea modelului țintă european și extinderea cuplării unice europene a piețelor pentru ziua următoare, prevăzută de Regulamentul European 1222/2015 (orientări privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor / CACM).

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

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

- În conformitate cu Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică, Art. 22 – Platforma Europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, toți OTS care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul părții IV din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare și în funcțiune platforma europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor.

Platforma IGCC operează cu reglaj secundar (creștere și reducere) sau RRFa (Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată) și are ca obiectiv principal reducerea acțiunilor de sens contrar ale reguletoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „bandă de reglaj secundar”, la nivel de ansamblu; procesul reprezintă practic o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb.

Astfel, în data de 1 decembrie 2021, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL aparținând Transelectrica SA, a fost conectat la serverele TransnetBW, realizându-se astfel integrarea modulului IGCC local al Transelectrica SA la funcția de proces INPF (Imbalance Netting Process Function) localizată în Wendlingen (server principal), respectiv Esslingen (server de rezervă) Germania.

Platforma IGCC numără în prezent un total de 27 de operatori de transport și de sistem, dintre care 22 au statut de membru operațional – ADMIE Grecia, APG Austria, CNTEE Transelectrica România, Elia Belgia, Swissgrid Elveția, CEPS Republica Cehă, 50Hz Germania, Amprion Germania, TenneT DE Germania, TransnetBW Germania, Energinet Danemarca, RTE Franța, HOPS Croația, MAVIR Ungaria, Terna Italia, CREOS Luxemburg, TenneT NL Țările de Jos, PSE Polonia, REN Portugalia, ELES Slovenia, REE Spania, SEPS Slovacia, 2 au statut de membru neoperațional ESO – EAD Bulgaria, EMS Serbia, respectiv 3 membri cu statut de observator – NOS Bih Bosnia și Hertegovina, CGES Muntenegru și MEPSO Macedonia de Nord.

Prin această alăturare, Operatorul de Transport și Sistem din România – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A, se conformează obligațiilor legale instituite prin regulamentul european (UE) 2017/2195 *al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice* (art. 22).

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Comparativ cu anul 2020, în anul 2021 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 16%, iar CPT procentual a crescut de la 2,19% la 2,47%.

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

FACTORI EVOLUȚIE CPT

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

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

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

În luna aprilie 2021 CPT-ul a crescut față de luna aprilie 2020 cu 43,9%, ca urmare a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune care a condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, a creșterii energiei transportate, dar și ca urmare a condițiilor meteo defavorabile, care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,07% în 2020 la 2,58% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 15,2% în aprilie 2021 (441,1 GWh) față de perioada similară din 2020, ca urmare a creșterii cu cca.18,3% (402,7 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 26,1% (68,5 GWh) a celei primite din RED, pe fondul scăderii cu cca. 6,8% (30 GWh) a energiei primite din import. Condițiile meteo au fost defavorabile comparativ cu cele din anul anterior, cantitatea mai mare de precipitații înregistrată determinând creșterea pierderilor prin efect corona.

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

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

În luna iulie 2021 CPT-ul a crescut față de luna iulie 2020 cu 6,6%, ca urmare a creșterii energiei intrate în conturul RET și a repartiției defavorabile a producției în teritoriu care a condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,11% în 2020 la 2,05% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 10% în luna iulie 2021 (cca.340 GWh) față de perioada similară din 2020, ca urmare a creșterii cu cca. 14,6% (cca.381GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu cca. 0,4% (cca. 2 GWh) a celei primite din import, pe fondul scăderii cu cca. 16,8% (cca.43 GWh) a energiei primite din RED. Condițiile meteo au fost similare cu cele din anul anterior, impactul asupra pierderilor corona fiind asemănător.

În luna august 2021 CPT-ul a scăzut față de luna august 2020 cu 3,3% ca urmare în special a distribuției avantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune,

care a condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,05% în 2020 la 1,92% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 2,9 % (cca.104 GWh) în luna august 2021 față de perioada similară din 2020, ca urmare a creșterii cu 46,8% (cca. 208 GWh) a energiei primite din import, pe fondul scăderii cu 1,7% (cca.52 GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET și cu 27% (cca.52 GWh) a celei primite din RED. Condițiile meteo au fost ceva mai nefavorabile din punct de vedere al cantității de precipitații comparativ cu anul anterior, determinând pierderi corona ceva mai mari.

În luna septembrie 2021 CPT-ul a crescut față de luna septembrie 2020 cu cca.6%, în special ca urmare a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune și a unei repartiții defavorabile a producției în teritoriu, fapt care a condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,22% în 2020 la 2,41% în 2021. Energia intrată în contur a scăzut cu 2,3% (cca.85 GWh) în luna septembrie 2021 față de perioada similară din anul 2020, pe fondul reducerii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 4,2% (cca.123 GWh) și a energiei primite din RED cu 24,3% (cca.57 GWh), în condițiile creșterii importului cu 19,2% (cca.95 GWh). Condițiile meteo în luna septembrie 2021 au fost caracterizate de cantități de precipitații mai reduse decât în anul anterior și, implicit, pierderile corona au fost mai mici.

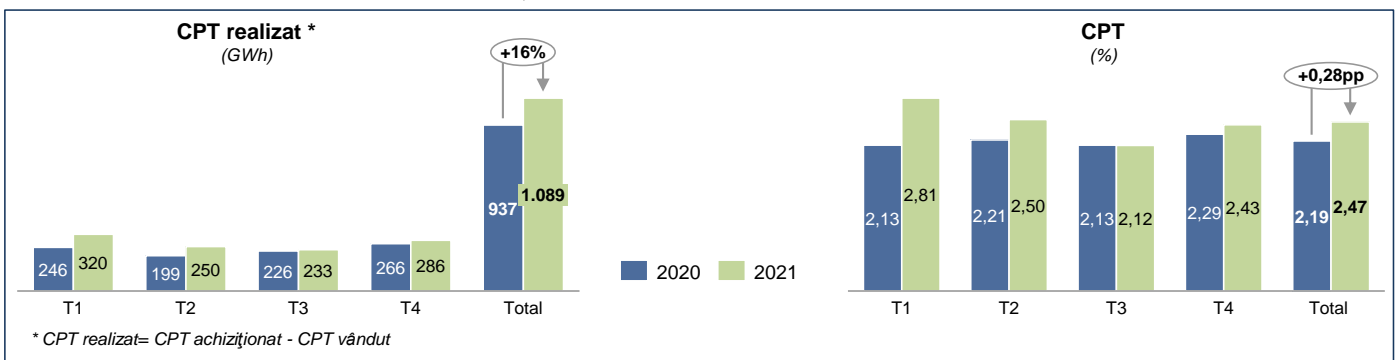
În luna octombrie 2021 CPT-ul a scăzut față de luna octombrie 2020 cu 11%, în special ca urmare a condițiilor meteo favorabile, caracterizate de cantități mai mici de precipitații, care au determinat scăderea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,45% în 2020 la 2,13% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 2,5% în luna octombrie 2021 (93,854GWh) față de perioada similară din 2020, ca urmare a creșterii cu 5,9%

(163,930GWh) a energiei primite de la producătorii racordați la RET, pe fondul scăderii cu 2,9% (20,915 GWh) a energiei primite din import, respectiv cu 20,37% (49,160GWh) a celei primite din RED.

În luna noiembrie 2021 CPT-ul a crescut față de luna noiembrie 2020 cu 10,5%, ca urmare în special a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, a repartizării nefavorabile a producției, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse, dar și a condițiilor meteorologice defavorabile care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,09% în 2020 la 2,30% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 0,35% (13,468 GWh) în luna noiembrie 2021 față de perioada similară din 2020, pe fondul creșterii energiei primite din import cu 17,43% (112,017GWh) și a celei din RED cu 10,6% (112,017GWh), în condițiile reducerii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 3,84% (115,764 GWh).

În decembrie 2021 CPT-ul a crescut față de luna decembrie 2020 cu 22,7%, în special ca urmare a distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune, fapt care a condus la creșterea transportului de energie la distanță de surse, dar și a creșterii energiei transportate, respectiv ca urmare a condițiilor meteo defavorabile care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,33% în 2020 la 2,82% în 2021. Energia intrată în contur a crescut cu 1,28% (52,028GWh) în decembrie 2021 față de perioada similară din 2020, pe fondul creșterii energiei primite din import cu 13,71% (78,289GWh) și a celei din RED cu 10,62% (27,625GWh), în condițiile reducerii energiei primite de la producătorii racordați direct la RET cu 1,66% (53,886GWh).

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



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

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

Pe ansamblul trimestrului al III-lea din 2021 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 3,2% comparativ cu perioada similară din anul 2020, în special ca urmare a creșterii cu cca.3% a energiei transportate. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut ușor de la 2,13% la 2,12%.

Față de trimestrul al III-lea din anul 2020 s-a înregistrat în general o creștere a gradului de utilizare a capacității alocate la import, respectiv o creștere de 28% a schimburilor comerciale la import și de 97% a energiei tranzitate și o scădere de 2% a schimburilor comerciale la export, pe fondul unei hidraulicități mai reduse în lunile august și septembrie, comparativ cu anul trecut și în condițiile unui consum intern de energie electrică mai mare comparativ cu perioada similară din 2020.

Pe ansamblul trimestrului al IV-lea din 2021 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 7,4% comparativ cu perioada similară din anul 2020, ca urmare a creșterii cu 1% a energiei transportate, a distribuției mai dezavantajoase a fluxurilor fizice pe liniile de interconexiune în special în ultimele două luni și a condițiilor meteo defavorabile din lunile noiembrie și decembrie, care au determinat creșterea pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,29% la 2,43%.



Investiții

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Creșterea valorii totale a imobilizărilor corporale în anul 2021 față de anul 2020 a fost determinată de creșterea valorii imobilizărilor în curs.

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în anul 2021 este de 256,2 mil lei (176,5 mil lei în aceeași perioadă a anului 2020) în creștere cu 80 mil lei.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție la 31 decembrie 2021, în sumă de 855,9 mil lei, este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 273,25 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 92,68 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și a LEA Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 56,71 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 53,02 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălciu 1 și CEE 18 MW Fălciu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,88 mil lei;
- Modernizarea Stației 400 (220)/110/20 kV Munteni – 31,66 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Răureni – 25,49 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Dumbrava – 18,63 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Arefu – 16,21 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 16,12 mil lei;
- Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV – 14,30 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 13,74 mil lei;
- Montarea AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în Stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă-control al Stației 400/220/110/6 kV Iernut – 13,55 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 13 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 12,81 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, înlocuirea a 2 bobine de compensare, racordare linii noi – 12,17 mil lei;
- Modernizarea instalațiilor de 110 kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 11,93 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – 9,29 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 8,90 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 7,07 mil lei;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 6,88 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Vetuș - echipament primar – 6,54 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Baru Mare – 6,48 mil lei;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 6,04 mil lei;
- HVDC Link 400 kV (Cablu submarin Romania - Turcia) – 5,85 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV – 4,82 mil lei;
- Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat) – 4,67 mil lei;
- Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN – 4,54 mil lei;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României - 4,44 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 4,25 mil lei;
- 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) – 3,75 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II, LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara – Săcălaz – 3,37 mil lei;
- Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidență informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3,20 mil lei;

- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud, Lot 1 km 0+000 – km 13+170 – 3,17 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația 400/110 kV Gura Ialomiței – 2,89 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III – 2,80 mil lei;
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA – 2,77 mil lei;
- Racordarea la RET a CEE Dumești 99 MW și CEE Românești 30 MW, județul Iași, prin realizarea unei celule de linie 110 kV în Stația 220/110 kV FAI – 2,55 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlp – 2,26 mil lei;
- Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 2,58 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Filești – 1,84 mil lei;
- Realizare comunicație fibră optică între Stația Pitești Sud și centru de telecomandă și supraveghere instalații al UTT Pitești (SF) – 1,71 mil lei;
- Executiv - DCBPA/CPA: Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE Transelectrica – 1,63 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET (H.CA nr. 17/2007) – 1,58 mil lei;
- Proiect Pilot - Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală – 1,55 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la noua Stație electrică de (400) 220/110 kV Banca – 1,13 mil lei.
- Modernizarea Stației 400 (220)/110/20 kV Munteni – 21,03 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Craiova Nord – 20,33 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 14,74 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud, Etapa I - Extinderea Stației 400 kV Medgidia Sud – 14,67 mil lei;
- Extinderea Stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 2 și 3 – 12,67 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 11,978 mil lei;
- Înlocuire AT 3-ATUS-SF 400/400/160 MVA 400/231/22 kV, din Stația 400/220 kV Porțile de Fier – 11,05 mil lei;
- Montare trafo T3 - 250 MVA în Stația 400/110 kV Sibiu Sud – 10,98 mil lei;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 10,82 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Medgidia Sud – 10,24 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110/20 kV Răureni – 10,23 mil lei;
- Relocări rețele electrice 400 KV la intersecția cu Autostrada de Centură București: KM 0+00 - KM 100+900, Lotul 2: 69+000 - KM 85 +300, aferent Centura Sud, LEA 400 KV Domnești - București Sud și LEA 400 KV Slatina - București Sud – 9,88 mil lei;
- Celule mobile 400 kV pentru conectarea BC în stațiile 400 kV Bradu și Sibiu Sud – 9,20 mil lei;
- Modernizarea Stației 220/110 kV Dumbrava – 7,35 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Baru Mare – 6,24 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 6,02 mil lei;
- Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 5,39 mil lei;
- Montarea AT 2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în Stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă-control al Stației 400/220/110/6 kV Iernut – 4,85 mil lei;
- Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat) – 4,67 mil lei;
- Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN – 4,48 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 110 kV Timișoara și trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara – 4,03 mil lei;

ACHIZIȚII DE IMOBILIZĂRI

Achizițiile de immobilizări corporale și necorporale în anul 2021 sunt în sumă de 466,1 mil lei, în creștere comparativ cu aceeași perioadă a anului 2020 când achizițiile au fost în sumă de 375,5 mil lei.

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

- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 161,9 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 31,02 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești – 23,16 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 22,82 mil lei;

- 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) – 3,75 mil lei;
 - Modernizarea instalațiilor de 110 kV și 400 (220 kV) din Stația Focșani Vest – 3,75 mil lei;
 - Relocarea rețelelor de înaltă tensiune, Autostrada Sibiu – Pitești, km 0+000 – km 14+150, Lotul 1: km 0+000 – km 13+170, LEA 400 kV s.c. Țânțăreni – Sibiu Sud – 3,46 mil lei;
 - Modernizarea Stației 220/110/20 kV Vetîș - echipament primar – 3,19 mil lei;
 - Relocarea rețelelor de înaltă tensiune LEA 220 kV d.c. Lotru – Sibiu Sud, Lot 1 km 0+000 – km 13+170, – 3,17 mil lei;
 - Echipamente de comunicații SDH inel N-E – 3,03 mil lei;
 - Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA – 2,77 mil lei;
 - Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - Stația 400/220/110 kV Reșița – 2,66 mil lei;
 - Optimizarea funcționării LEA 400kV Isaccea - Tulcea Vest, LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat, prin montare de sisteme de monitorizare – 2,39 mil lei;
 - Înlocuire trafo 16 MVA în Stația Pitești Sud – 2,21 mil lei;
 - Deviere rețele 400 kV pe tronsonul 2, lot 2, situate în jud. Olt pentru execuție drum expres Craiova-Pitești - LEA 400 kV s.c. Slatina-Drăgănești Olt – 1,66 mil lei;
 - Proiect Pilot - Retehnologizare Stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală – 1,55 mil lei;
 - Multifuncționale A3 – 1,51 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 220/110 kV Filești – 1,27 mil lei;
 - Montare bobină compensare în Stația 400 kV Sibiu Sud – 1,25 mil lei;
 - Stația 400 kV Stâlp – 1,15 mil lei;
 - Contoare etalon trifazate portabile cu accesoriile aferente, surse de sarcină trifazată portabile și imprimante termice portabile – 1,02 mil lei;
 - Extinderea Stației 400 kV Cernavodă - Etapa I+II, înlocuirea a 2 bobine de compensare, racordare linii noi – 1,02 mil lei;
 - Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 1 mil lei.
- În anul 2021, cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale, în sumă de 254,28 mil lei, sunt reprezentate în principal de punerea în funcțiune a obiectivelor de investiții, dintre care cele mai semnificative sunt enumerate mai jos:
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești – 63,52 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 220/110 kV Craiova Nord – 20,16 mil lei;
 - Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 17,80 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 220/110 kV Iaz – 16,57 mil lei;
 - Montare trafo T3 - 250 MVA în Stația 400/110 kV Sibiu Sud – 14,94 mil lei;
 - Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor – 14 mil lei;
 - Înlocuire AT3 - ATUS-SF 400/400/160MVA 400/231/22 kV din Stația 400/220 kV Porțile de Fier – 13,74 mil lei;
 - Înlocuire AT și Trafo în stațiile electrice - Etapa 2, faza 2 - LOT 1 - LOT 2 – 12,24 mil lei;
 - Celule mobile 400 kV pentru conectarea BC în stațiile 400 kV Bradu și Sibiu Sud - 12,01 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 9,92 mil lei;
 - Relocări rețele electrice 400 KV la intersecția cu Autostrada de Centură București: KM 0+00 - KM 100+900, Lotul 2: 69+000 - KM 85 +300, aferent Centura Sud, LEA 400 KV Domnești - București Sud și LEA 400 KV Slatina - București Sud – 9,88 mil lei;
 - Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Smârdan – 9,83 mil lei;
 - Eliberare amplasament și realizarea condițiilor de coexistență cu instalațiile 400 kV aparținând CNTEE TRANSELECTRICA SA în comunele Letea Veche și Săucești, jud. Bacău (execuție) – 5,70 mil lei;
 - Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 4,32 mil lei;
 - LEA 400 kV s.c. Oradea Sud-Nădab-Bekescsaba, etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1- 42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab – 3,82 mil lei;
 - Relocarea rețelelor de înaltă tensiune, Autostrada Sibiu – Pitești, km 0+000 – km 14+150, Lotul 1: km 0+000 – km 13+170, LEA 400 kV s.c. Țânțăreni – Sibiu Sud – 3,46 mil lei;
 - Mutări și protejări rețele electrice de înaltă tensiune (220 kV – 400 kV) – Autostrada Brașov – Cluj -Borș Secțiunea 1C – Sighișoara – Tg. Mureș - Subsecțiunile 2 și 3 Tg. Mureș – Ungheni - Ogra – 3,05 mil lei;
 - Echipamente de comunicații SDH inel N-E – 2,73 mil lei;
 - Înlocuire trafo 16 MVA în Stația Pitești Sud – 2,39 mil lei;
 - LEA 400 kV Oradea – Beckescsaba – 1,83 mil lei;
 - Optimizarea funcționării LEA 400kV Isaccea -Tulcea Vest, LEA 400 kV Gura Ialomiței - Lacu Sărat, prin montare de sisteme de monitorizare – 1,74 mil lei;

- Deviere rețele 400 kV pe tronsonul 2, lot 2, situate în jud. Olt pentru execuție drum expres Craiova - Pitești - LEA 400 kV s.c. Slatina - Dragănești Olt – 1,66 mil lei.

ACTIVITATEA DE INVESTIȚII la 31.12.2021

Detalierea cheltuielilor pentru investiții la 31 decembrie 2021 pe principalele capitole din programul anual de investiții corelat cu principalele capitole ale Planului de dezvoltare al Companiei, se prezintă astfel:

Nr. crt.	Categoriile de cheltuieli	Program PAI 2021* (mii lei)	Realizări (mii lei)	
			12L 2021	12L 2020
	Total general (A+B)	557.854	499.378	360.738
A	Cheltuieli proprii Companiei	531.546	479.510	345.840
B	Investiții finanțate din tarif de racordare	26.307	19.869	14.897

*PAI 2021 revizia A10

Gradul de realizare a programului de investiții la 31 decembrie 2021 este de 89,5%. Comparativ cu realizările la 12 luni ale anului 2020, cheltuielile de investiții realizate în 2021 au crescut cu 38,4%.

INVESTIȚII FINANCIARE ALE COMPANIEI

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

În acest context Compania este afiliată următoarelor entități:

- TSCNET
- JAO
- SEE RSC

TSCNET (TSCNET Services GmbH)

A fost constituit pentru a deservi Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din regiunea est-central-vestică a Europei (regiunea CORE) în vederea implementării

coordonate a codurilor europene de rețea. Afilierea se face cu participarea în cadrul acționariatului TSCNET prin efectuarea unei tranzacții de cumpărare de acțiuni în cadrul societății.

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

JAO (Joint Allocation Office)

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

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

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

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

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

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

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în anul 2021 sunt:

- LEA 400 KV D.C. Gutinaș-Smârdan – 247,8 mil lei;
- Retehnologizare Stația Electrică de transformare 400/110 kV Pelicanu – 96,4 mil lei;
- Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele – 43,0 mil lei.



Evenimente semnificative

IANUARIE - DECEMBRIE 2021

- **Transelectrica și-a crescut semnificativ capacitatea transfrontalieră începând cu 1 ianuarie 2021**

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

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

La începutul anului 2020, capacitatea transfrontalieră asigurată de România se situa în jurul valorii de 2200 MW export/import.

- **Incident în rețeaua electrică de transport europeană**

În data de 8 ianuarie 2021, la ora 15:05 s-a produs un incident la nivelul rețelei electrice de transport europene interconectate, care a condus la declanșarea mai multor echipamente din rețelele electrice de transport atât din România, cât și din alte țări.

La nivelul României a fost afectată zona de nord-vest a țării. Rețeaua Electrică de Transport din România a fost readusă la condițiile normale de funcționare în jurul orei 16:00, toți consumatorii afectați fiind realimentați în jurul orei 16:45.

Cauzele și condițiile în care s-a produs acest incident au fost analizate și identificate la nivelul Asociației Operatorilor de Transport și Sistem din Europa – ENTSO-E.

- **ENTSO-E a investigat cauzele care au condus la separarea în două zone a rețelei electrice europene interconectate, din 8 ianuarie 2021**

Asociația Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem din Europa (ENTSO-E) a dat publicității în data de 16 ianuarie 2021, primele concluzii ca urmare a analizei preliminare a evenimentului produs la nivel european în data de 8 ianuarie 2021 și care a avut impact asupra zonei de nord-vest a României.

Astfel, ENTSO-E a demarat o anchetă amănunțită în vederea clarificării condițiilor și cauzelor care au condus la producerea acestui eveniment în rețeaua interconectată de transport a energiei electrice.

Un raport final urmează să fie prezentat imediat ce va fi realizată o radiografie completă a incidentului, în conformitate cu regulamentele și normele europene.

Ancheta urmărește cadrul legal în temeiul Regulamentului (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice prin care autoritățile naționale de reglementare și ACER sunt invitate să se alătore OTS-urilor în cadrul grupului de anchetă.

România, prin Transelectrica, face parte din grupurile de lucru specifice și furnizează în permanență, alături de celelalte state europene, date care să contribuie la conturarea și clarificarea condițiilor în care s-a produs evenimentul.

Membră a asociației ENTSO-E, România este parte integrantă a infrastructurii rețelei energetice europene, iar în acest sens, este urmărită o direcție coordonată în infrastructura energetică europeană.

În cazul producerii unor incidente care înglobează disfuncționalități în rețeaua europeană de transport, expunerea la riscuri a statelor interconectate trebuie gestionată cu promptitudine.

În conformitate cu prevederile Ghidului de funcționare a sistemului, investigația detaliată asupra evenimentului include o analiză cuprinzătoare a unui număr mare de înregistrări în timp real, de la dispozitive de protecție și alte elemente ale sistemului de energie electrică. ENTSO-E va publica rezultatele acestei investigații imediat ce analiza este finalizată.

- **Procesul de decontare a pieței de echilibrare la 15 minute**

Începând cu 1 februarie 2021, piața de energie electrică din România a trecut de la intervalul de decontare de o oră, la intervalul de decontare de 15 minute, conform Regulamentului European 2195/2017 și Regulamentului European 943/2019 transpuse în legislația românească prin Ordinul ANRE nr.63/2020.

Implementarea acestui interval de decontare pe piața de energie electrică face posibilă o tranzacționare mult mai apropiată de intervalul de livrare.

Acțiunile și procesele necesare pentru trecerea la intervalul de decontare de 15 minute au fost coordonate de către Transelectrica în colaborare cu ANRE, OPCOM și toți participanții la piața de energie.

- **Începerea cu succes a testării regionale comune a proiectului DE-AT-PL-4M MC (Interim Coupling)**

Operatorii Pieței de Energie Electrică Desemnați (NEMO) și Operatorii de Transport și Sistem (OTS) din Austria, Germania, Polonia și țările din 4M Market Coupling (4M MC), respectiv Republica Cehă, Ungaria, România și Slovacia, au informat la 1 februarie 2021 despre începerea cu succes a fazei comune de testare regională a proiectului DE-AT-PL-4M MC (Interim Coupling) în data de 25 ianuarie 2021.

În această primă fază de testare (Full Integration Testing - FIT), părțile proiectului vor efectua teste funcționale end-to-end la nivel regional, realizate cu scopul de a simula mediul de producție, care ar trebui să demonstreze funcționalitatea între toate sistemele implicate în procesul de cuplare a pieței. După finalizarea cu succes a fazei FIT, părțile proiectului vor testa procedurile operaționale în timpul testelor de integrare în condiții de simulare (SIT). Astfel de teste procedurale end-to-end vor fi, de asemenea, executate la un nivel european mai larg, împreună cu toate părțile din Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC).

Proiectul DE-AT-PL-4M MC, denumit și Interim Coupling, își propune să conecteze granițele 4M MC cu Multi-Regional Coupling (MRC) prin introducerea alocării implicate a capacității pe bază de NTC (NTC-based) pe șase frontiere (PL-DE, PL-CZ, PL-SK, CZ-DE, CZ-AT, HUAT).

- **Tarife reglementate aplicabile de la 01 martie 2021**

În data de 25 februarie 2021, au fost aprobate tariful mediu pentru serviciul de transport, componentele tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (TL), tariful pentru serviciul de sistem și prețul reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de Companie. Prin urmare, tariful aferent serviciului de sistem, aplicabil începând cu 1 martie 2021 este:

Serviciu	Tarif aplicabil de la 1 iulie 2020	Tarif aplicabil de la 1 martie 2021
	Lei/MWh	Lei/MWh
Tarife pentru serviciul de sistem:	11,96	10,82

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

tarifului aflat în vigoare, în conformitate cu prevederile cadrului de reglementare emis de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei.

- **Transelectrica investește 42 de milioane de euro în rețehnologizarea a două stații esențiale pentru închiderea Inelului de 400 kV în zona de vest**

În data de 17 martie 2021, Compania a informat: "Proiectul investițional de completare a Axului de 400 kV Banat, parte a Inelului de 400 kV al României, marchează progrese importante prin rețehnologizarea a două stații-cheie: Reșița și Timișoara. Aceste investiții, cu o valoare totală de aproximativ 42 de milioane de euro, vor face posibilă închiderea Inelului de 400 kV al României în zona de vest, un proiect strategic pentru securitatea alimentării cu energie electrică a țării și implicit pentru consolidarea rețelei electrice de transport și a interconexiunii cu rețelele statelor vecine. Odată cu finalizarea tronsonului de Linie Electrică Aeriană 400 kV Oradea Sud-Nădab, în anul 2020, gradul de realizare a Inelului de 400 kV al României atins este de 70%".

- **Planificarea actualizată a testelor proiectului DE-AT-PL-4M MC (Interim Coupling)**

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

Părțile proiectului au finalizat cu succes prima fază a testelor regionale comune (Full Integration Testing - FIT) la sfârșitul lunii februarie 2021. În urma actualizării planificării testelor și a alinierii la nivelul tuturor OTS-urilor și OPEED-urilor europene la nivelul Cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare (SDAC), următoarea fază a testării (Simulation Integration Testing - SIT) axată pe testarea procedurilor operaționale regionale va începe în a doua jumătate a lunii martie 2021. Lansarea proiectului este planificată pentru data de 10 iunie 2021, sub rezerva confirmării pregătirii tehnice și din punct de vedere legal de către toate părțile.

- **LEA 400 kV Cernavodă-Stâlp**

În data de 8 aprilie 2021 Compania a emis comunicatul de presă conform căruia: construirea noii Linii Electrice Aeriene 400 kV Cernavodă-Stâlp, un obiectiv de interes național de utilitate publică, cofinanțat din fonduri europene, avansează într-un ritm accelerat. În prezent, pe șantierul liniei, întins între localitățile Stâlp (Buzău) și Cernavodă (Constanța), se lucrează simultan la construirea fundațiilor, asamblarea stâlpilor și la montarea conductorului, în șapte puncte de lucru cu aproximativ 300 de muncitori zilnic, iar peste 90% din materialele folosite sunt de fabricație românească.

- **Transelectrica a construit la Sibiu primul poligon de testare și antrenament pentru lucru sub tensiune din România**

Compania a informat în data de 15 aprilie 2021 că a finalizat lucrările de construire a poligonului de antrenament și testare LST (Lucru sub Tensiune), la Sibiu, primul de acest tip din România. Poligonul echipat pentru tehnologiile LST este pregătit pentru instruire practice. Acesta face parte dintr-o investiție amplă a Transelectrica, demarată în 2017, cu o valoare totală de 5,7 milioane de lei, care presupune operaționalizarea Centrului de Cercetare și Dezvoltare Tehnologii de Lucru sub Tensiune și Intervenție Rapidă în SEN. Toate facilitățile Centrului de la Sibiu vor fi date în folosință în partea a doua a anului 2022.

- **Numire membru provizoriu Directorat**

Consiliul de Supraveghere a decis, în ședința din data de 21 aprilie 2021, desemnarea domnului Ovidiu ANGHEL în calitatea de membru provizoriu al Directoratului începând cu data de 21 aprilie 2021. Mandatul s-a acordat pentru o durată de 4 luni cu posibilitatea prelungirii, pentru motive temeinice, pentru încă două luni.

- **Hotărârea nr.1 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 27 aprilie 2021**

În data de 27 aprilie 2021 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.1 prin care: nu a aprobat situațiile financiare separate ale CNTEE "Transelectrica SA" pentru exercițiul financiar al anului 2020, situațiile financiare consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020, repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2020, distribuirea de dividende din profitul înregistrat la 31.12.2020, distribuirea de dividende din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2020 și nu a aprobat descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2020, stabilind data de 04 iunie 2021 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării generale ordinare a acționarilor.

- **Rezultate financiare aferente anului 2020**

În data de 28 aprilie 2021 Transelectrica a informat publicul investitor asupra deciziilor luate de către Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor prin Hotărârea nr.1 din data de 27 aprilie 2021, comunicând totodată și următoarele aspecte:

Situațiile financiare separate și consolidate ale CNTEE Transelectrica SA la data și pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2020, menționate mai sus, împreună cu Raportul Anual și Raportul Anual Consolidat au fost auditate de către Auditorul Financiar Extern al Companiei, opinia menționată de acesta în Raportul de Audit fiind fără rezerve.

În data de 24 martie 2021 Consiliul de Supraveghere al Companiei a verificat în limita atribuțiilor sale, situațiile financiare separate și consolidate ale Companiei la data și pentru exercițiul financiar încheiat la 31 decembrie 2020, a luat act de Rapoartele auditorului independent asupra situațiilor financiare separate și consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2020 și a verificat Raportul anual asupra situațiilor financiare individuale precum și Raportul anual asupra situațiilor financiare consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2020, în aceeași dată a luat act de Nota cu privire la repartizarea profitului net la data de 31.12.2020.

În comunicat se menționează de asemenea că în data de 25 martie 2021, în conformitate cu Calendarul de Raportare Financiară asumat conform legii, Transelectrica a publicat pe site-ul Companiei materialele supuse aprobării AGOA cu privire la activitatea Companiei în anul 2020.

- **Solicitarea acționarului majoritar având ca obiect convocarea Adunării generale ordinare a acționarilor**

Transelectrica a informat publicul investitor asupra faptului că în data de 28 aprilie 2021 a fost înregistrată în Companie solicitarea acționarului Statul Român reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului nr.20/10221/T.H.G./27.04.2021, având ca obiect convocarea Adunării generale ordinare a acționarilor pentru repunerea pe ordinea de zi a punctelor 4,5,6,7,8,9,15 și 17 stabilite pentru ședința AGOA din data de 27 aprilie 2021.

- **Hotărârea nr.2 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 29 aprilie 2021**

În data de 29 aprilie 2021 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.2 prin care: a stabilit Programul de investiții pe exercițiul financiar 2021 și estimările pentru anii 2022 și 2023, a aprobat Bugetul de venituri și cheltuieli al Companiei pe anul 2021, precum și estimările pentru anii 2022 și 2023 stabilind data de 25 mai 2021 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii Adunării generale ordinare a acționarilor.

- **Adresă a acționarului majoritar privind solicitarea de convocare AGA diseminată în data de 28 aprilie 2021**

În data de 6 mai 2021 Compania a informat publicul investitor cu privire la faptul că în data de 4 mai 2021 a înregistrat o adresă a acționarului majoritar (reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului), în legătură cu solicitarea de convocare AGA care a făcut obiectul raportului curent diseminat prin intermediul instituțiilor pieței de capital în data de 28-04-2021.

Potrivit art.119 alin.(2) din Legea societăților nr.31/1990, republicată, cu modificările și completările ulterioare - "Adunarea generală va fi convocată în termen de cel mult 30 de zile și se va întruni în termen de cel mult 60 de zile de la data primirii cererii".

- **Stația Domnești, cea mai importantă stație electrică de transformare din zona Capitalei, la finalul unui proces complex de rețehnologizare**

În data de 10 mai 2021 Compania a emis un comunicat de presă referitor la Proiectul de rețehnologizare a Stației 400/110/20kV Domnești, o investiție totală de circa 25 de milioane de euro din fonduri proprii ale Companiei care este realizat la această dată în grad de 95%, finalizarea lucrărilor fiind preconizată pentru sfârșitul lunii iunie. Investiția implică rețehnologizarea stației la toate nivelele de tensiune, în vederea aducerii acesteia la un grad de siguranță și fiabilitate corespunzător importanței zonei deservite.

- **Planificarea actualizată a Proiectului DE-AT-PL-4M MC (Interim Coupling)**

Operatorii Piețelor de Energie Electrică Desemnați (OPEED) și Operatorii de Transport și de Sistem (OTS) din Austria, Germania, Polonia și țările din 4M Market Coupling (4M MC), respectiv Republica Cehă, Ungaria, România și Slovacia, au informat în data de 10 mai 2021 cu privire la actualizarea planificării proiectului.

Ca urmare a acestei actualizări a planificării, s-a preconizat că testele regionale vor fi finalizate până la data de 12 mai 2021, fiind urmate de testele procedurale realizate la nivel european extins, împreună cu toate părțile SDAC.

În prezent, se preconizează că testele cu participanții la piață (Member Tests) se vor desfășura între 31 mai 2021 și 7 iunie 2021.

Lansarea proiectului este planificată în acest moment pentru ziua de 17 iunie 2021 (prima zi de tranzacționare, cu livrare în data de 18 iunie 2021), sub rezerva confirmării pregătirii tehnice și din punct de vedere legal a tuturor părților.

Părțile proiectului își mențin angajamentul deplin de a realiza Interim Coupling, marcând o etapă de referință a finalizării Cuplării unice europene a piețelor pentru ziua următoare (SDAC).

- **Propunere având ca obiect repartizarea profitului net contabil pentru exercițiul financiar al anului 2020**

În data de 18 mai 2021 Directoratul Companiei a decis asupra propunerii privind repartizarea profitului net contabil rămas după deducerea prevăzută la art. 1 alin. (1) lit. a) - d) din Ordonanța de Guvern 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.

- **Transelectrica a primit premiul pentru cea mai bună colaborare mediu economic-universități din anul 2020**

Compania a transmis în data de 19 mai 2021 că a primit, în cadrul The Energy CEO Forum & Awards Gala, organizată de The Diplomat, premiul pentru cea mai bună colaborare mediu economic-universități din anul 2020. Compania menține o colaborare de tradiție cu mediul universitar tehnic, în special cu Universitatea Politehnica București.

- **Investiții de peste 270 de milioane de lei pentru consolidarea rețelei din zona Moldovei**

La data de 20 mai 2021 Compania a emis un comunicat de presă prin care a menționat faptul că în contextul tranziției energetice și al integrării în Sistemul Electroenergetic Național a energiei produse din surse regenerabile, Transelectrica derulează investiții masive pentru consolidarea Rețelei Electrice Transport și adaptarea acesteia pentru atingerea obiectivelor europene. O axă importantă a acestei strategii investiționale este întărirea infrastructurii energetice din zona Moldovei, care contribuie la evacuarea energiei regenerabile din Dobrogea.

În prezent, în această parte a țării, se află în proces de modernizare și rețehnologizare stații importante precum: Stâlp, Focșani Vest, Smârdan, Munteni, Bacău Sud și Roman Nord, investiții însumate de peste 270 de milioane de lei.

- **Solicitare acționar majoritar**

Compania a informat publicul investitor cu privire la faptul că în data de 28 mai 2021 a înregistrat adresa acționarului majoritar (reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului), având ca subiect Memorandumul cu tema: Mandatarea reprezentanților statului în Adunarea Generală a Acționarilor/Consiliul de Administrație, după caz, la societățile naționale,

companiile naționale și societățile cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome, în vederea luării măsurilor ce se impun pentru repartizarea unei cote de minim 90% din profitul net realizat al anului 2020 sub formă de dividende/vărsăminte la bugetul de stat.

- **Solicitare acționar majoritar**

În data de 02 iunie 2021 Compania a informat publicul investitor cu privire la faptul că a înregistrat adresa acționarului majoritar (reprezentat legal prin Secretariatul General al Guvernului), având ca subiect clarificări și totodată, solicitări de modificare a materialelor aferente punctelor de pe ordinea de zi a Adunării generale ordinare a acționarilor Companiei convocate pentru data de 22 iunie 2021 (prima convocare) – 23 iunie 2021 (a doua convocare), respectiv: de a înainta situațiile financiare refăcute corespunzător cu reîntregirea profitului aferent anului 2020 astfel încât provizionul diminuat de la participarea salariaților la profit să se regăsească în profit și implicit în dividendele convenite acționarilor.

- **Solicitare completare ordine de zi a AGOA convocată pentru data de 22/23.06.2021 din partea acționarului majoritar**

Compania a adus la cunoștință în data de 04 iunie 2021 faptul că acționarul majoritar, Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului, prin adresa nr. 13583 din 04 iunie 2021 (înregistrată în cadrul Companiei cu nr. 23910 din 04 iunie 2021), a solicitat completarea ordinii de zi a Adunării generale ordinare a acționarilor programată pentru data de 22/23 iunie 2021 cu următoarele puncte: 4.1. Aprobarea Situațiilor financiare separate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020, refăcute conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului; 5.1. Aprobarea Situațiilor financiare consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020, refăcute conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului; 6.1. Aprobarea repartizării profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2020; 7.1. Aprobarea distribuirii de dividende din profitul înregistrat la 31.12.2020, cu dividend brut de 0,59 lei/acțiune; 14. Revocarea membrilor Consiliului de Supraveghere al Companiei; 15. Numirea a 5 membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului de maxim 4 luni, cu posibilitatea prelungirii mandatului cu încă 2 luni, până la finalizarea procedurii de selecție; 16. Aprobarea formei contractelor de mandat pentru cei 5 membri provizorii care vor fi numiți în Consiliul de Supraveghere al Companiei, cu indemnizația fixă a remunerației și imputernicirea unui

reprezentant al autorității publice tutelare pentru semnarea contractului de mandat.

- **Propuneri membri provizorii Consiliul de Supraveghere - material AGOA 22/23.06.2021 din partea acționarului majoritar**

În data de 07 iunie 2021, acționarul majoritar, Statul Român prin Secretariatul General al Guvernului a transmis, prin Anexa la adresa nr.13583/04.06.2021, Lista de propuneri cu membrii provizorii în Consiliul de Supraveghere, după cum urmează: DOGARU-TULICĂ Adina-Loredana, POPESCU Mihaela, MORARIU Marius Vasile, NĂSTASĂ Claudiu Constantin, BLĂJAN Adrian Nicolae.

- **Transelectrica va înființa în parteneriat cu Universitatea Politehnică din București primul laborator digital din România – DigiTEL**

Compania a emis la data de 10 iunie 2021 un comunicat de presă prin care a transmis semnarea unui parteneriat strategic împreună cu Universitatea Politehnică din București (UPB) pentru viitorul tehnologic al sectorului energetic românesc. Cei doi parteneri își asumă înființarea și operaționalizarea unui proiect îndrăzneț în domeniul cercetării și inovării: DigiTEL – unicul laborator digital integrat din România, pentru testarea viitoarelor tehnologii din sfera energetică (tehnologii State of the Art: digital twin, sisteme expert privind managementul activelor, realitate virtuală și augmentată, 3D CAD etc).

- **Proiectul de cuplare a piețelor pentru ziua următoare – ICP a fost operaționalizat cu succes**

În data de 18 iunie 2021 Compania a transmis faptul că piețele pentru ziua următoare 4M MC (cuplarea piețelor din Republica Cehă, Slovacia, Ungaria și România) au fost integrate în piața pan-europeană pentru ziua următoare de energie electrică. Părțile proiectului Interim Coupling au anunțat operaționalizarea cu succes și atingerea fazei durabile a cuplării unice pe ziua următoare - SDAC.

- **Hotărârea nr. 3 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 22 iunie 2021**

În data de 22 iunie 2021 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.3 prin care:

- nu a aprobat situațiile financiare separate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020, potrivit Notei nr. 12082/19.03.2021, a aprobat situațiile financiare separate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020, refăcute conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului și puse la dispoziția acționarilor prin adresa Companiei nr. 23590/03.06.2021,
- nu a aprobat situațiile financiare consolidate ale Companiei pentru exercițiul financiar al anului 2020,

potrivit Notei nr. 12413/19.03.2021, a aprobat situațiile financiare consolidate ale CNTEE „Transelectrica” – SA pentru exercițiul financiar al anului 2020, refăcute conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului și puse la dispoziția acționarilor prin adresa Companiei nr. 23590/03.06.2021,

- nu a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2020, potrivit Notei nr. 508/19.05.2021, a aprobat repartizarea profitului contabil rămas după deducerea impozitului pe profit la data de 31.12.2020 conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului,

- nu a aprobat distribuirea de dividende din profitul înregistrat la 31.12.2020, cu dividend brut de 0,534 lei/acțiune, potrivit Notei nr. 749/20.05.2021, a aprobat distribuirea de dividende din profitul înregistrat la 31.12.2020, cu dividend brut de 0,59 lei/acțiune, conform solicitării acționarului majoritar, Statul Român, reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului, a aprobat distribuirea de dividende din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2020 cu dividend brut de 0,28 lei/acțiune potrivit Notei nr. 801/20.05.2021,

- a aprobat descărcarea de gestiune a membrilor Directoratului și a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru anul financiar 2020,

- a stabilit data de 19 iulie 2021 ca dată „ex date”, dată calendaristică de la care acțiunile Companiei obiect al Hotărârii AGOA se tranzacționează fără drepturile care derivă din respectiva hotărâre,

- a stabilit data de 20 iulie 2021 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii AGOA, a stabilit data de 09 august 2021 ca „data plății” dividendelor distribuite din profitul înregistrat la 31.12.2020 și a dividendelor din rezultatul reportat existent în sold la 31.12.2020.

• **Hotărârea nr. 4 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 22 iunie 2021**

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

- a aprobat revocarea membrilor Consiliului de Supraveghere al Companiei, respectiv: Adrian GOICEA, Luiza POPESCU, Jean – Valentin COMĂNESCU, Oleg BURLACU, Mircea Cristian STAIUCU, Mihaela POPESCU, Ciprian Constantin DUMITRU,

- a aprobat numirea următorilor membri provizorii: DOGARU-TULICĂ Adina-Loredana, POPESCU Mihaela, MORARIU Marius Vasile, NĂSTASĂ Claudiu Constantin, BLĂJAN Adrian Nicolae cu o durată a mandatului de 4 luni, începând cu data de 23 iunie 2021 și până la data de 22 octombrie 2021, aprobând forma contractului de mandat ce urmează a fi încheiat cu membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere.

• **Acceptare mandate membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere**

Compania a informat publicul investitor cu privire la faptul că în data de 22 iunie 2021 membrii provizorii ai Consiliului de Supraveghere, numiți prin Hotărârea Adunării Generale Ordinare a Acționarilor nr. 4 din data de 22 iunie 2021, respectiv: DOGARU-TULICĂ Adina-Loredana, POPESCU Mihaela, MORARIU Marius Vasile, NĂSTASĂ Claudiu Constantin, BLĂJAN Adrian Nicolae au semnat, în fața notarului public, declarația de acceptare a mandatelor în data de 22 iunie 2021, numirea acestora devenind efectivă începând cu data de 23 iunie 2021.

• **Numire Președinte provizoriu Consiliul de Supraveghere și aprobare componență comitete consultative**

Consiliul de Supraveghere a decis în ședința din data de 23 iunie 2021, prin Deciziile nr. 22/2021 și nr. 23/2021, următoarele: alegerea în funcția de Președinte provizoriu al Consiliului de Supraveghere a domnului Marius Vasile MORARIU; aprobarea următoarei componențe a comitetelor consultative înființate în cadrul CS:

Comitetul de nominalizare și remunerare:

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

Comitetul de audit:

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

Comitetul de securitate energetică:

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

• **Schimbări în componența organelor de conducere**

Consiliul de Supraveghere a decis, în ședința din data de 25 iunie 2021, următoarele:

- revocarea membrilor Directoratului cu data de 25.06.2021, respectiv: Cătălin NIȚU, Ovidiu ANGHEL, Corneliu-Bogdan MARCU, Andreea-Mihaela MIU, și Marius-Viorel STANCIU, ca urmare a constatării încălcării prevederilor legale și statute aplicabile funcționării Directoratului, ce a avut drept consecință și

așteptat de către acționarii Companiei, efectele negative potențiale ale unei astfel de conduite manifestându-se în concret cu prilejul respingerii situațiilor financiare la 31.12.2020, respingerii propunerii de repartizare a profitului la 31.12.2020, precum și revocării de către Adunarea generală a acționarilor în data de 22.06.2021 a membrilor Consiliului de Supraveghere;

- desemnarea pentru un mandat cu o durată de 4 luni, începând cu data de 25.06.2021, în calitatea de membri provizorii ai Directoratului, în temeiul și condițiile art. 64² din OUG nr. 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice cu modificările și completările ulterioare, a următorilor: Bogdan TONCESCU, Ionuț-Bogdan GRECIA, Adrian MORARU, Cătălin-Constantin NADOLU și Marius-Viorel STANCIU;

- numirea membrilor provizorii ai Directoratului, respectiv Bogdan TONCESCU, Ionuț Bogdan GRECIA și Adrian MORARU a devenit efectivă ca urmare a acceptării mandatului. Numirea lui Cătălin-Constantin NADOLU și a lui Marius-Viorel STANCIU va deveni efectivă la data semnării în fața notarului public a declarației de acceptare a mandatului;

- alegerea ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” al Companiei, a domnului Bogdan TONCESCU, în conformitate cu prevederile art. 23 alin. (1) din Actul constitutiv;

- numirea în calitatea de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere a domnului Victor Florin DUMITRIU, în conformitate cu prevederile art. 153⁷ alin. (1) din Legea societăților nr. 31/1990, republicată cu modificările și completările ulterioare și ale art.18 alin.(6) din Actul Constitutiv, durata mandatului fiind până la data de 22.10.2021, dar nu mai târziu de data numirii unui membru al Consiliului de Supraveghere de către Adunarea Generală a Acționarilor.

- **Acceptare mandate membri provizorii ai Directoratului**

Compania a informat cu privire la faptul că domnul Cătălin-Constantin NADOLU și domnul Marius-Viorel STANCIU au acceptat expres mandatele de membri provizorii ai Directoratului, numirea acestora devenind efectivă cu data de 28 iunie 2021.

- **Acceptare mandat membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere**

Compania a informat publicul interesat cu privire la faptul că domnul Victor Florin DUMITRIU a acceptat expres mandatul de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere, numirea acestuia devenind efectivă în data de 01 iulie 2021.

- **Litigii în legătură cu procedura de înregistrare la ORCTB a Hotărârii AGOA nr.4 din data de 22.06.2021 și a deciziilor subsecvente**

În data de 08 iulie 2021 Compania a luat act de faptul că domnul Adrian Goicea și doamna Luiza Popescu, intervenienți, foști membri ai Consiliului de Supraveghere, revocați în temeiul Hotărârii AGOA nr.4 din data de 22.06.2021, au depus cereri de intervenție în baza OUG nr.116/2009 cu privire la cererile de mențiuni nr. 393260 și 393280 din 30.06.2021 solicitând respingerea acestor cereri de mențiuni, constatarea nulității unor acte din procedura de organizare a AGOA din data de 22.06.2021, precum și suspendarea executării Hotărârii AGOA nr.4 din data de 22.06.2021

Compania va formula și susține în fața Tribunalului București Secția a VI-a civilă apărările necesare cu privire la cererile intervenienților.

- **Comunicat privind modalitatea de plată a dividendelor distribuite în temeiul HAGOA nr. 3/2021**

În data de 14 iulie 2021 Compania a emis un comunicat în temeiul Hotărârii nr. 3 a Adunării generale ordinare a acționarilor din data de 22 iunie prin care a transmis procedura de plată a dividendelor distribuite.

- **Informare stadiu litigii referitor la înregistrarea la ORCTB a Hotărârii AGOA nr.4 din data de 22.06.2021**

Compania a emis o informare în data de 16 iulie 2021 privind stadiul litigiilor referitoare la înregistrarea la ORCTB a Hotărârii AGOA nr.4 din data de 22.06.2021.

- **Modificare componență Comitete consultative din cadrul Consiliului de Supraveghere**

Consiliul de Supraveghere, întrunit în ședință în data de 27 iulie 2021, a decis modificarea componenței comitetelor consultative, după cum urmează:

Comitetul de nominalizare și remunerare:

- Adrian Nicolae BLĂJAN - președinte
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ - membru
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ - membru
- Mihaela POPESCU – membru

Comitetul de audit:

- Victor Florin DUMITRIU – președinte
- Mihaela POPESCU – membru
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ – membru
- Marius Vasile MORARIU – membru

Comitetul de securitate energetică:

- Marius Vasile MORARIU – președinte
- Adrian Nicolae BLĂJAN – membru
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ – membru
- Victor Florin DUMITRIU – membru

- **Proiecte strategice pentru dezvoltarea Rețelei Electrice de Transport**

În data de 05 august 2021 Compania a informat cu privire la faptul că a fost elaborată o listă deschisă de proiecte strategice, care vor permite flexibilizarea Rețelei Electrice de Transport. Propunerea Companiei cuprinde minim 20 proiecte, unele dintre ele aflate deja în derulare, pentru care este necesară accelerarea ritmului de implementare. Proiectele sunt prezentate în cadrul comunicatului.

- **Transelectrica începe execuția proiectului „Linia electrică aeriană (LEA) 400 kV dublu circuit (d.c.) Gutinaș-Smârdan”, finanțat din fonduri europene nerambursabile prin POIM 2014 - 2020**

Compania a emis în data de 06 august 2021 un comunicat de presă cu privire la realizarea obiectivului de investiții LEA 400 kV Gutinaș-Smârdan ce a debutat în săptămâna aferentă prezentului comunicat prin ședința de începere a activităților de execuție. Alături de echipa de proiect a Transelectrica și a antreprenorului reprezentat de asocieria Electromontaj SA (lider de asocierie) și ELM Electromontaj Cluj SA, au participat reprezentanți ai Ministerului Investițiilor și Proiectelor Europene, din cadrul AM-POIM și ai Direcției Regionale Infrastructură Galați.

Obiectivul principal al proiectului LEA 400 kV d.c. Gutinaș - Smârdan constă în creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile în zona Dobrogea și transportul acesteia către centrele de consum din restul țării, având ca efect creșterea semnificativă a securității furnizării energiei electrice în regiune.

- **Raportarea unei tranzacții semnificative cu o parte afiliată în aplicarea art. 108 din Legea nr.24/2017 republicată**

Compania a informat acționarii și investitorii în data de 23 august 2021 asupra aprobării de către Consiliul de Supraveghere a unei tranzacții semnificative cu o parte afiliată a cărei valoare reprezintă mai mult de 5% din activele nete ale societății potrivit ultimelor raportări financiare individuale publicate de emitent (situațiile financiare individuale la 30 iunie 2021).

Tranzacția privește încheierea contractului având ca obiect „Servicii / lucrări strategice în instalațiile din gestiunea Transelectrica”, cu o durată de prestare de 36 de luni.

- **Moody's reconfirmă Companiei ratingul Ba1 perspectiva pozitivă**

În data de 26 august 2021 Compania a emis un comunicat prin care conform Moody's menține ratingul acordat în anul 2020, respectiv perspectiva pozitivă, ca urmare a statutului de monopol în transportul energiei electrice din România, a cadrului de reglementare care a cunoscut îmbunătățiri de-a lungul ultimilor ani, precum și datorită profilului financiar solid caracterizat de un nivel de îndatorare redus.

- **Hotărârea nr. 5 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 31 august 2021**

În data de 31 august 2021 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.5 prin care:

- au aprobat numirea domnului Victor Florin DUMITRIU în calitate de membru provizoriu al Consiliului de supraveghere cu o durată a mandatului de până la data de 22 octombrie 2021, remunerația și forma contractului de mandat ce urmează a fi încheiat.
- au stabilit data de 22 septembrie 2021 ca dată de înregistrare a acționarilor asupra cărora se vor răsfrânge efectele Hotărârii AGOA.

- **Informare semnare contract cu filiala SMART S.A**

În data de 01 septembrie 2021 Compania a informat cu privire la faptul că a fost semnat contractul C266/2021 „Servicii / lucrări strategice în instalațiile din gestiunea Transelectrica” cu Societatea pentru Servicii de Mentenanță a rețelei Electrice de Transport ”SMART” SA.

- **Addendum privind raportările aferente tranzacțiilor cu persoanele afiliate**

În data de 10 septembrie 2021 Compania a informat cu privire la faptul că a fost semnat contractul C64/2021, obiectul contractului fiind executarea și finalizarea lucrării „Montare Bobină de Compensare în stația 400 kV Sibiu Sud (execuție)”, în valoare de 1.247.532,97 lei, fără TVA. Comunicatul este prezentat în completarea rapoartelor curente diseminate prin intermediul instituțiilor pieței de capital în data de 23 august și 01 septembrie 2021, prin care Transelectrica a informat publicul interesat cu privire la încheierea unei tranzacții semnificative cu filiala ”SMART” S.A., respectiv contractul C266/2021, coroborat cu prevederile alin. (13) art. 108 din Legea 24/2017, forma republicată.

- **Transelectrica, una dintre primele două companii din România care trimit proiecte pentru finanțare din bugetul Fondului pentru Modernizare**

În data de 15 septembrie 2021 Compania a informat cu privire la depunerea aplicației de finanțare din bugetul Fondului pentru Modernizare la Banca Europeană de

Investiții pentru noua LEA 400 kV Constanța Nord – Medgidia Sud, aflată pe lista celor 20 de proiecte strategice de importanță națională. Valoarea eligibilă a obiectivului investițional este de aproximativ 23 de milioane de euro.

- **Informare privind Soluțiile de Finanțare ale Planului Investițional în RET al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”–S.A. 2021-2025**

Compania a informat în data de 17 septembrie 2021 asupra Soluțiilor de Finanțare ale Planului Investițional în RET al Transelectrica 2021-2025, elaborat de membrii Directoratului, care sunt publice și pot fi consultate pe site-ul Companiei.

- **Convocarea AGOA în data de 21 octombrie 2021**

În data de 17 septembrie 2021 Compania, având în vedere și solicitarea acționarului Statul Român reprezentat prin Secretariatul General al Guvernului, convoacă AGOA în data de 21 octombrie 2021 cu următoarea ordine de zi:

- aprobarea prelungirii cu două luni de la data expirării a duratei mandatelor membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere al Companiei, respectiv de la data de 22.10.2021 pentru următoarele persoane: MORARIU Marius Vasile, POPESCU Mihaela, DOGARU-TULICĂ Adina Loredana, NASTASĂ Claudiu Constantin, DUMITRIU Victor Florin, BLĂJAN Adrian Nicolae, și aprobarea formei actului adițional la contractele de mandat, prin care se prelungeste durata mandatului membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere.
- prezentarea raportului semestrial al Consiliului de Supraveghere al Companiei asupra activității de administrare (ianuarie-iunie 2021)
- rectificarea Bugetului de venituri și cheltuieli al Companiei pentru anul 2021
- modificarea Programului de investiții aprobat pentru exercițiul financiar 2021 și a estimărilor pentru anii 2022, 2023
- informare privind Soluțiile de Finanțare ale Planului Investițional în RET al Companiei 2021-2025
- informare privind litigiile Companiei cu o valoare mai mare de 500.000 euro
- informare privind achizițiile de produse, servicii și lucrări, precum și angajamente care implică obligații importante ale Companiei cu o valoare mai mare de 5.000.000 euro și credite, indiferent de durată, precum și garanții pentru credite, cu o valoare sub 50.000.000 euro.

- **Acord de Parteneriat pentru implementarea proiectului Carpathian Modernized Network (CARMEN)**

În data de 7 octombrie 2021, Președintele Directoratului Transelectrica SA și Directorul General al Delgaz Grid SA, compania de distribuție de energie electrică și gaze naturale parte a grupului german E.ON, au semnat în prezența echipelor de proiect Acordul de Parteneriat pentru implementarea proiectului Carpathian Modernized Network (CARMEN).

CARMEN este un proiect dezvoltat în parteneriat cu operatorul de transport maghiar, MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerező ZRT și se află în proces de evaluare la nivelul Comisiei Europene în vederea admiterii pe Lista a 5-a de Proiecte de Interes Comun (PCI) din aria tematică „Smart Grids”.

Acordul de parteneriat marchează totodată schimbarea statutului CNTEE Transelectrica SA în cadrul proiectului, din partener – susținător în partener – activ.

Prin intermediul proiectului CARMEN, partenerii vizează modernizarea și dezvoltarea rețelelor de transport și de distribuție, precum și creșterea interoperabilității acestora, atât la nivel național, cât și european, în sensul atingerii obiectivelor de interes comun.

Astfel, se estimează modernizarea a 23 de stații de transformare, 65 de posturi de transformare, linii aeriene de înaltă tensiune și implementarea tehnologiilor IT și de comunicații specifice, instalarea în rețeaua electrică de transport a unor mijloace moderne de control al tensiunii la nivelul sistemului energetic.

Valoarea proiectului CARMEN se ridică la aproximativ 150 milioane EURO și implementarea acestuia se va derula pe o perioadă de 6 ani, începând cu anul 2023, urmând a fi propus spre finanțare în cadrul programului Connecting Europe Facility (CEF).

- **Rezultatele rulării paralele externe a proiectului de cuplare a pieței pe bază de fluxuri**

Prin comunicatul de Presă publicat pe site-ul Companiei în data de 11 octombrie 2021, părțile implicate în proiectul de cuplare a pieței pentru ziua următoare pe bază de fluxuri (Core FB MC) anunță că începând cu ziua de 28 august 2021 rularea paralelă externă a atins următorul nivel de maturitate.

În conformitate cu obligația legală prevăzută la articolul 20 alineatul (8) din Regulamentul CACM care impune ca OTS-urile în cauză să testeze metodologia bazată pe fluxuri, alături de regimurile existente de calcul și alocare a capacității aplicate în prezent în Core CCR pentru o perioadă de cel puțin șase luni, această așa-numită rulare paralelă externă a atins un nivel ridicat de maturitate.

Sistemele comune necesare ale Operatorilor de Transport și Sistem din regiunea Core utilizate în rularea paralelă externă se află în etapa finală a industrializării, acoperind cerințele necesare pentru a permite o rulare paralelă complet reprezentativă și stabilă.

Părțile proiectului au început testele comune în a doua jumătate a lunii septembrie 2021 și se așteaptă să lanseze testele comune ale procedurilor Cuplării unice a piețelor pentru ziua următoare (SDAC) la începutul anului 2022.

Implicarea participanților la piață este, de asemenea, prevăzută pentru începutul anului 2022.

Proiectul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri (Core FB MC) promovează dezvoltarea și implementarea unei cuplări bazate pe fluxuri a pieței pentru ziua următoare în întreaga Regiune Core (Core CCR) în cadrul proiectului de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC).

Core CCR acoperă granițele dintre zonele de ofertare ale următoarelor state membre ale UE: Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Olanda, Polonia, România, Slovacia și Slovenia.

- **Moody's a acordat Companiei ratingul Baa3 perspectivă stabilă**

În data de 19 octombrie 2021 Agenția de rating Moody's a îmbunătățit ratingul Transelectrica la Baa3 cu perspectivă stabilă.

- **Proiectul Core Flow-Based Market Coupling organizează un webinar introductiv al cuplării pieței pe bază de fluxuri în regiunea Core**

În data de 22 Noiembrie 2021, pentru a pregăti participanții la piață privind lansarea Core Flow-Based Market Coupling, părțile proiectului au organizat un seminar online care s-a concentrat în principal pe elementele de bază ale calculului de capacitate pe bază de fluxuri și care a avut scopul de a informa participanții la piață care nu sunt familiarizați cu aceste aspecte.

Lansarea proiectului Core FB MC este preconizată pentru sfârșitul lunii februarie 2022. Aceasta va marca tranziția către o cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare din regiunea Core, pe baza metodologiei bazată pe fluxuri. Acest lucru permite o optimizare la nivel regional a alocării de capacitate pentru ziua următoare.

Proiectul de cuplare a pieței pe bază de fluxuri (Core FB MC) promovează dezvoltarea și implementarea unei cuplări bazate pe fluxuri a pieței pentru ziua următoare în

întreaga Regiune Core (Core CCR) în cadrul proiectului de cuplare unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC). Core CCR acoperă granițele dintre zonele de ofertare ale următoarelor state membre ale UE: Austria, Belgia, Croația, Republica Cehă, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Olanda, Polonia, România, Slovacia și Slovenia.

- **Hotărârea nr. 6 și 7 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 21 octombrie 2021**

În data de 21 octombrie 2021 Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.6 prin care a aprobat prelungirea cu două luni de la data de 22 octombrie 2021 a duratei mandatelor membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere, respectiv, MORARIU Marius Vasile, POPESCU Mihaela, DOGARU-TULICĂ Adina Loredana, NĂSTASĂ Claudiu Constantin, DUMITRIU Victor Florin, BLĂJAN Adrian Nicolae. A aprobat totodată, forma actului adițional la contractele de mandat prin care s-a prelungit durata mandatului membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere cu două luni.

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.7 din 21 octombrie 2021 prin care a aprobat rectificarea Bugetului de venituri și cheltuieli pentru anul 2021 concomitent cu modificarea Programului de investiții stabilit pentru exercițiul financiar 2021 și a estimărilor pentru anii 2022 și 2023.

- **Prelungirea mandatelor membrilor Directoratului și numirea unui membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere**

În ședința din data de 21 Octombrie 2021, Consiliul de Supraveghere a decis:

- prelungirea cu o durată de două luni, începând cu data de 25.10.2021 și până la data de 24.12.2021, dar nu mai târziu de finalizarea procedurii de selecție potrivit prevederilor OUG 109/2011 privind guvernarea corporativă a întreprinderilor publice, cu modificările și completările ulterioare, a mandatelor de membri provizorii ai Directoratului ale următoarelor persoane: Bogdan TONCESCU, Ionuț-Bogdan GRECIA, Adrian MORARU, Cătălin-Constantin NADOLU și Marius-Viorel STANCIU
- alegerea domnului Bogdan TONCESCU ca Președinte al Directoratului
- numirea în calitate de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere a domnului Virgil Dumitru ORLANDEA, cu durata mandatului până la data de 21.12.2021, dar nu mai târziu de data numirii unui membru al Consiliului de Supraveghere de către Adunarea Generală a Acționarilor.

• **Închiderea buclei – integrarea graniței Bulgaria-România în Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare (SDAC)**

Operațiunile de cuplare aferente graniței RO-BG în SDAC au fost lansate cu succes în data de 27 octombrie 2021, cu prima zi de livrare 28 octombrie 2021.

Odată cu includerea graniței Bulgaria-România, o buclă geografică a fost închisă, iar regiunea sud-est europeană este acum pe deplin integrată în Cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare. Aceasta marchează încă o etapă importantă în procesul de integrare a piețelor europene pentru ziua următoare de energie electrică.

• **Tarife reglementate aplicabile de la 01 ianuarie 2022**

În data de 07 decembrie 2021 Compania a informat asupra publicării în Monitorul Oficial nr. 1154/06.12.2021 a Ordinului ANRE nr. 124/25.11.2021 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a componentelor tarifului de transport de introducere a energiei electrice în rețea (TG) și de extragere a energiei electrice din rețea (TL), a tarifului pentru serviciul de sistem și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de Companie. Prin urmare, tarifele reglementate aferente serviciului de transport al energiei electrice și a serviciilor de sistem, aplicabile începând cu 1 ianuarie 2022 sunt:

Serviciu	Tarif aplicabil de la 01 ianuarie/ 01 martie 2021	Tarif* aplicabil de la 01 ianuarie 2022
	lei/MWh	lei/MWh
I. Tariful mediu pentru serviciul de transport, din care	20,55	23,96
Tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea – (T _e)	1,30	1,49
Tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețea – (T _L)	19,22	22,47
II. Tarife pentru serviciul de sistem:	10,82	9,32

Prețul reglementat pentru energia electrică reactivă, practicat de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. cu respectarea prevederilor din reglementările specifice, aprobat de ANRE, este 0,0907 lei/kVArh (nu include acciza și TVA). Prețul are la bază prețul mediu estimat al energiei electrice active pentru acoperirea consumului propriu tehnologic în rețeaua de transport, de 302,33 lei/MWh, aprobat de

ANRE pentru anul 2021, exprimat în termenii anului 2022.

• **Hotărârea nr. 8 și 9 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 14 decembrie 2021**

În data de 14 decembrie 2021 AGOA Transelectrica a emis Hotărârea nr.8 prin care au fost numiți membrii provizorii ai Consiliului de Supraveghere ai Companiei, cu o durată a mandatului de 4 luni începând cu data de 22 decembrie 2021, respectiv a următoarelor persoane: Dogaru-Tulică Adina-Loredana, Popescu Mihaela, Morariu Marius Vasile, Năstasă Claudiu Constantin, Blăjan Adrian Nicolae, Dumitriu Victor Florin, s-a stabilit remunerația și forma de contract ce va fi încheiat cu membrii Consiliului de Supraveghere.

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor Companiei a emis Hotărârea nr.9 din 14 decembrie 2021 prin care a aprobat numirea PKF FINCONTA S.R.L. în calitate de auditor financiar al CNTE „Transelectrica” –SA, pentru o perioadă de trei ani.

• **Numire Președinte provizoriu Consiliul de Supraveghere și aprobare componență comitete consultative, numire membrii provizorii Directorat**

Consiliul de Supraveghere al Companiei întrunit în ședință în data de 22 decembrie 2021 a ales în funcția de Președinte al Consiliului de Supraveghere pe domnul Marius Vasile MORARIU și a desemnat membrii Comitetele consultative din cadrul Consiliului de Supraveghere după cum urmează:

Comitetul de nominalizare și remunerare:

- Adrian Nicolae BLĂJAN - președinte
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ - membru
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ - membru
- Mihaela POPESCU - membru
- Virgil Dumitru ORLANDEA – membru

Comitetul de audit:

- Victor Florin DUMITRIU - președinte
- Mihaela POPESCU - membru
- Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ - membru
- Marius Vasile MORARIU - membru

Comitetul de securitate energetică:

- Marius Vasile MORARIU - președinte
- Adrian Nicolae BLĂJAN - membru
- Claudiu Constantin NĂSTASĂ - membru
- Victor Florin DUMITRIU - membru
- Virgil Dumitru ORLANDEA – membru.

Totodată, având în vedere ajungerea la termen în data de 24.12.2021 a mandatelor de membri ai Directoratului ale domnilor Bogdan TONCESCU, Ionuț-Bogdan

GRECIA, Adrian MORARU, Cătălin-Constantin NADOLU și Marius-Viorel STANCIU, Consiliul de supraveghere a aprobat desemnarea pentru un mandat de 4 luni începând cu data de 25.12.2021 în calitate de membri provizorii ai Directoratului a următoarelor persoane:

- Gabriel ANDRONACHE,
- Ștefăniță MUNTEANU,
- Cătălin-Constantin NADOLU,
- Marius-Viorel STANCIU,
- Florin-Cristian TĂTARU.

În funcția de Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – “CEO” al Companiei a fost numit domnul Gabriel ANDRONACHE.

EVENIMENTE ULTERIOARE

- **Teste de integrare comune și noua dată de lansare a proiectului Core Flow-Based Market Coupling**

Părțile proiectului implicate în proiectul Core Flow-Based Market Coupling au comunicat faptul că prima fază a testării regionale comune (Full Integration Testing –FIT) s-a încheiat cu succes în data de 13 ianuarie 2022.

Testarea FIT axată pe funcționalitatea tuturor sistemelor implicate în procesul FB MC și între acestea, a dovedit că soluția este capabilă să efectueze procesul FB MC.

Următoarea fază a testării (Simulation Integration Testing –SIT) a început în data de 17 ianuarie 2022 și este de așteptat să se desfășoare până la sfârșitul lunii februarie 2022.

Testarea SIT se concentrează pe testarea procedurilor operaționale comune pentru a dovedi că soluția este capabilă să faciliteze procesul operațional zilnic.

După testele efectuate în cursul lunii ianuarie și alinierea cu părțile exeme (SDAC), părțile proiectului pot să confirme acum că noua dată de lansare va fi 20 aprilie 2022 (zi de tranzacționare pentru livrare pe 21 aprilie 2022)

- **Convocarea adunării generale ordinare și extraordinare a acționarilor**

Directoratul Companiei a convocat în data de 25 februarie 2022 Adunarea generală ordinară și extraordinară a acționarilor având ca principale puncte pe ordinea de zi:

- Stabilirea Programului de investiții pentru exercițiul financiar 2022 și a estimărilor pentru anii 2023 și 2024
- Aprobarea Bugetului de venituri și cheltuieli pentru anul 2022 precum și a estimărilor pentru anii 2023 și 2024
- Aprobarea ieșirii Companiei din acționariatul centrului regional pentru coordonarea siguranței în funcționarea sistemelor electroenergetice din regiunea Europa Sud-Est – Selene CC.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 31.12.2021 este următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni	Pondere în total
Statul român prin SGG	43.020.309	58,7%
PAVĂL Holding	4.753.567	6,5%
Fondul de Pensii Administrat Privat NN	4.007.688	5,5%
Alți acționari - persoane juridice	16.172.331	22,1%
Alți acționari - persoane fizice	5.349.247	7,2%
Total	73.303.142	100%

COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

Gabriel ANDRONACHE	Președinte Directorat
Ștefăniță MUNTEANU	Membru Directorat
Cătălin-Constantin NADOLU	Membru Directorat
Marius-Viorel STANCIU	Membru Directorat
Florin-Cristian TĂTARU	Membru Directorat

TARIFE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

LITIGII

Cele mai importante litigii cu impact asupra Companiei sunt prezentate în cele ce urmează:

Notă: Pentru ușurința citirii și înțelegerii, toate sumele de la acest capitol sunt exprimate în lei/eur

• RAAN

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 1.090.831,70 lei, 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 1.090.831,70 lei, 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 intimatului - reclamantului 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 1.090.831.70 lei. 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 3.496.914 lei, reținut de la plată de către Companie în contul creanțelor neîncasate. Suma de

3.496.914 lei 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 89.360.986 lei.

Transelectrica SA a fost înscrisă în tabelul debitoarei RAAN cu suma de 11.264.777 lei, în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului, suma solicitată de Companie fiind însă în valoare de 89.360.986 lei. Nu a fost înscrisă în tabelul preliminar de creanțe suma de 78.096.209 lei, pe motiv că “aceasta nu figurează ca fiind datorată în evidențele contabile ale RAAN.” Mai mult decât atât, lichidatorul judiciar a considerat că solicitarea înscrierii în tabel a sumei de 78.096.209 lei este tardiv formulată, fiind aferentă perioadei 2011 – 2013, motiv pentru care declarația de creanță trebuia să fie formulată la momentul deschiderii procedurii insolvenței, respectiv în data de 18.09.2013.

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

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 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 16.950.117,14 lei 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 1.000 lei cheltuieli de judecată. Cu apel. Pronunțată în ședință publică. Document Hotărâre 163/20.06.2019.

La termenul din 06.11.2019 se respinge apelul 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 competență 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.

Următorul termen a fost stabilit pentru data de 10.02.2022.

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 ADMINISTRARE 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 121.375 lei cheltuieli de judecată (parțial onorării de expert și taxă judiciară de timbru). Document hotărâre 2771/13.06.2018.

În ședința publică din data de 21.10.2020, se resping recursurile declarate de reclamantă și de pârâtă împotriva sentinței nr. 2771 din 13 iunie 2018 a CAB - Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal, ca nefondate. Definitivă.

Ca urmare a unui control desfășurat în anul 2017, Curtea de Conturi a dispus anumite măsuri de implementat de către Companie ca rezultat al unor deficiențe constatate cu ocazia acestui control. Compania a formulat 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 sunt 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 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 04.12.2022**) și pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție (**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 08.06.2022**).

Cinci 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.6574/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 5.2 precum și a măsurii dispuse la punctul II.8, **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**, **dosarul nr.6580/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 10 precum și a măsurii dispuse la punctul II.12, **dosarul nr.6582/2/2017** privind anularea constatărilor de la punctul 11 precum și a măsurii dispuse la punctul I.5 și **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).

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 conținea 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 cu nr.50090/26.11.2020 înregistrată la Curtea de Conturi cu nr.139775/26.11.2020, solicitând anularea măsurilor. Urmare a examinării și analizării de către auditorii CCR a Contestației depuse de companie, prin Încheierea cu nr.2/10.03.2021, s-a admis anularea doar a unei măsuri din cele 10 dispuse.

Transelectrica SA a atacat actele emise de Curtea de Conturi, fomându-se dosarul 2153/2/2021, aflat pe rolul Curții de Apel București.

La termenul din data de 10.12.2021 se 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% (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 părâtei (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 și acordarea unui nou termen de judecată în data 10.09.2019.

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 părâtei

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.

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

Transelectrica a declarat recurs ce va fi judecat în data de 11.05.2022.

- **OPCOM**

La data de 24.11.2014, Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale - OPCOM SA, a chemat în judecată Compania, în vederea obligării acesteia la plata sumei de 582.086,31 euro (2.585.161,72 lei), reprezentând suma achitată de aceasta cu titlu de amendă, din totalul amenzii de 1.031.000 euro, cererea făcând obiectul dosarului nr. **40814/3/2014**.

Anterior, Adunarea Generală a Acționarilor a Filialei OPCOM SA a hotărât, în ședința din data 10.06.2014, plata integrală a amenzii în sumă de 1.031.000 euro aplicată de către Direcția Generală Concurență – Comisia Europeană pentru încălcarea art.102 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, conform Deciziei în cazul antitrust AT 39984.

De asemenea, OPCOM SA a mai solicitat instanței de judecată obligarea Companiei la plata sumei de 84.867,67 lei cu titlu de dobândă legală aferentă perioadei 11.06.2014 – 24.11.2014 la care se adaugă cheltuieli de judecată în sumă de 37.828 lei.

Acțiunea depusă de OPCOM SA, face obiectul dosarului nr. 40814/3/2014, aflat pe rolul Tribunalului București, Secția a VI-a Civilă, având ca obiect pretenții materiale, litigiu cu profesioniștii.

În ședința de judecată din data de 24.07.2015, instanța a admis cererea de chemare în judecată formulată de reclamanta Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale – OPCOM S.A. în contradictoriu cu pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. și a obligat pârâta la plata către reclamantă a sumei de 582.086,31 de euro, reprezentând suma achitată de reclamantă în locul pârâtei din valoarea amenzii de 1.031.000 de euro aplicată prin Decizia Comisiei Europene la data de 05.03.2014 în cazul AT.39984, și a dobânzii legale aferente sumei de 582.086,31 de euro, calculată de la data de 11.06.2014 și până la data plății efective. De asemenea, instanța obligă pârâta la plata către reclamantă a sumei de 37.828 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată, cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare. Împotriva sentinței nr. 4275/2015, pronunțată în dosarul sus-menționat, Transelectrica SA a formulat apel, care a fost înregistrat pe rolul Curții de Apel București.

Soluția Curții de Apel pe scurt: admite apelul, schimbă în tot sentința civilă apelată în sensul că respinge ca neîntemeiată cererea de chemare în judecată. Obligă intimata-reclamantă la plata cheltuielilor de judecată către apelanta-pârâtă în sumă de 16.129 lei, reprezentând taxa judiciară de timbru. Recursul este în 30 de zile de la comunicare și a fost pronunțat în ședința publică din data de 10.10.2016. Document: Hotărâre 1517/2016 din 10.10.2016.

OPCOM S.A a declarat recurs, care a fost înregistrat la Înalta Curte de Casație și Justiție.

Termen de judecată la ICCJ: 13.03.2018. Soluția ICCJ pe scurt: Admite recursul declarat de recurentul-reclamant Operatorul Pieței de Energie Electrică și Gaze Naturale – OPCOM S.A. împotriva deciziei nr. 1517/10.10.2016, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă. Casează decizia atacată și trimite cauza, spre o nouă judecată, instanței de apel. Definitivă.

La termenul de judecată din data de 01.10.2018, Curtea de Apel București a dispus respingerea apelului ca nefondat și obligarea apelantei pârâte la plata către intimatul reclamant a sumei de 26.070,31 lei, cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu recurs în termen de 30 de zile de la comunicare.

În data de 27.11.2018 CNTEE Transelectrica SA a declarat recurs, care se află în procedura de filtru la ICCJ.

Soluția ICCJ din 30.06.2020 a fost următoarea: se va comunica părților raportul asupra admisibilității în principiu a recursului declarat de Transelectrica împotriva deciziei nr. 1813/2018 din 1 octombrie 2018, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă, cu mențiunea că au dreptul de a depune un punct de vedere la raport în termen de 10 zile de la comunicare.

La termenul din data de 10.11.2020, soluția ICCJ: a fost admis în principiu recursul declarat de Transelectrica împotriva deciziei nr. 1813/2018 din 1 octombrie 2018, pronunțată de Curtea de Apel București.

La termenul din data de 16.03.2021 completul de judecată a respins, ca nefondat, recursul declarat de Transelectrica împotriva deciziei nr. 1813/2018 din 1 octombrie 2018, pronunțată de Curtea de Apel București – Secția a V-a Civilă. Definitivă.

Compania a achitat filialei OPCOM SA suma de 2.845.587 (582.086,31 euro) reprezentând suma achitată de reclamanta OPCOM SA în locul pârâtei (Compania) din valoarea totală a amenzii de 1.031.000 euro, aplicată prin Decizia Comisiei Europene, la data de 05.03.2014

Obiectul dosarului nr. **22567/3/2019** îl constituie obligarea pârâtei OPCOM SA la plata sumei de 4.517.460 lei aferentă facturii seria TEL 16 AAA nr.19533/29.07.2016, reprezentând contravaloare TVA, aferent aportului adus de către CNTEE Transelectrica SA la capitalul social al OPCOM SA, emisă în baza Contractului de împrumut nr. 7181RO/2003, angajament pentru finanțarea proiectului de investiții “Electricity Market Project”, obligarea OPCOM SA la plata sumei de 1.293.778,27 lei aferentă facturilor TEL 19 T00 nr.17/28.01.2019 și TEL 19 T00 nr.131/10.07.2019 reprezentând dobânda legală penalizatoare, calculată pentru neplata la termen a facturii seria TEL 16 AAA nr. 19533/29.07.2016.

Suspendă judecata cauzei până la soluționarea definitivă a dosarului 31001/3/2017, având ca obiect acțiune în anulare hotărâre AGA Opcom (în care Transelectrica nu este parte și în care la data de 01.02.2021 s-a dispus respingerea apelurilor declarate, soluția fiind definitivă).

Solutia TMB: se admite excepția prescripției. Se respinge acțiunea ca fiind prescrisă. Cu drept de apel în termen de 30 zile de la comunicare, care se depune la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Pronunțată prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței în data de 03.12.2021.

• 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 17.419.508 lei și profiturile nerealizate pe perioada 2013-2033 în sumă de 722.756.000 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. La data acestor situații financiare sumele pretinse de Conaid Company SRL au fost considerate drept datorii contingente întrucât este improbabil ca pentru decontarea acestei obligații vor fi necesare ieșiri de resurse încorporând beneficii economice, iar valoarea obligației nu poate fi evaluată suficient de credibil. 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 17.216.093,43 lei, constând în paguba efectiv suferită și beneficiul nerealizat, estimat provizoriu la 100.000 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.

Noul termen de judecată a fost stabilit pentru data de 12.04.2022 – pentru a se emite adresa către expert.

FF WIND ENERGY INTERNAȚIONAL SRL

Dosarul nr. **47332/3/2017** aflat pe rolul Tribunalului București - Secția a VI-a Civilă, prin care Societatea FF Wind Energy Internațional SRL solicită în contradictoriu cu CNTEE Transelectrica SA anularea declarației unilaterale de reziliere a contractului de racordare la RET nr. 85/14.03.2011 emisă la data de 02.03.2016 sub numărul 8295, și obligarea Companiei la plata sumei de 32.777.167.35 lei, prejudiciu ca urmare a rezilierii contractului și la plata sumei de 45.000.000 euro, reprezentând cuantumul devalorizării Societății FF Wind Energy Internațional SRL prin împiedicarea realizării scopului acesteia.

La termenul de judecată din 28.12.2018 instanța respinge cererea de chemare în judecată, astfel cum a fost precizată, ca neîntemeiată. la act că pârâta nu a solicitat cheltuieli de judecată, cu drept de apel în 30 de zile de la comunicare. Conform art. 425 alin. 3 și art. 471 alin. 1 din Codul de procedură civilă, apelul și motivele de apel se depun la Tribunalul București, Secția a VI-a Civilă. Document: Hotărâre 3891/ 28.12.2018.

Societatea FF Wind Energy Internațional SRL a declarat apel, care s-a judecat la data de 18.06.2019, iar pronunțarea a fost amânată pentru data de 23.07.2019, când soluția pe scurt a fost următoarea: „Respinge apelul, ca nefondat. Cu drept de recurs în 30 de zile de la comunicare. Cererea de recurs se depune la Curtea de Apel București - Secția a VI-a Civilă, sub sancțiunea nulității. Pronunțată în ședință publică. Document: Hotărâre 1191/23.07.2019”.

FF Wind a declarat recurs, care se află în procedura de filtru la Înalta Curte de Casație și Justiție.

La termenul de judecată din data de 12.05.2020 se comunică părților raportul asupra admisibilității în principiu a recursului declarat de reclamanta FF Wind Energy International S.R.L. prin administrator judiciar Aktiv Lex Insolvență S.P.R.L. împotriva deciziei civile nr. 1191 din 23 iulie 2019, pronunțată de Curtea de Apel București - Secția a VI-a Civilă, cu mențiunea că au dreptul de a depune un punct de vedere la raport în termen de 10 zile de la comunicare.

La termenul de judecată din data de 13.10.2020, soluție: filtru – s-a admis în principiu cererea de recurs cu următoarele detalii: s-a respins excepția nulității recursului, invocată de intimata-pârâtă Transelectrica S.A. prin întâmpinare. S-a admis în principiu recursul declarat de reclamanta FF Wind Energy Internațional S.R.L., prin administrator judiciar Aktiv Lex Insolvență S.P.R.L., împotriva deciziei civile nr. 1191 din 23 iulie 2019, pronunțată de Curtea de Apel București.

La termenul de judecată din data de 14.09.2021 recursul declarat de FF Wind Energy Internațional SRL a fost respins ca nefondat. **Definitivă**

• ANAF

La sediul Transelectrica SA a fost desfășurată inspecția fiscală generală, care a vizat perioada decembrie 2005 – decembrie 2010. Inspecția fiscală generală a început la data de 14.12.2011 și s-a încheiat la 26.06.2017, data discuției finale cu Transelectrica SA.

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 inspecției fiscale.

Potrivit Deciziei de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017 în sumă totală de 99.013.399 lei, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, în sumă de 35.105.092 lei, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întârziere), în sumă de 63.908.307 lei.

În principal, Raportul de inspecție fiscală al ANAF consemnează următoarele obligații de plată suplimentare: impozit pe profit în sumă de 13.726.800 lei, 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 inspecție 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 Judecătoriei 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 Judecătoriei Sector 1 a fost înregistrat dosarul nr. 8993/299/2018, prin care Compania a contestat executarea silită pornită în temeiul titlului executoriu nr. 13540/22.08.2017, care are la bază Decizia de impunere nr. F-MC 439/30.06.2017.

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 formulate de contestatoare. În baza art. 413 alin. (1) pct. 1 cod proc. civilă suspendă judecata până la soluționarea definitivă a dosarului nr. 1802/2/2018, aflat pe rolul Curții de Apel București, Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Cu recurs pe toată durata suspendării, cererea de recurs urmând a se depune la judecătoria sectorului 1 București. 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 se amână 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 litispendente.

S-a anulat în parte Decizia nr.122/13.03.2018, privind soluționarea contestației formulate împotriva Deciziei de impunere nr.F-MC 439/30.06.2017, emisă de 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 18.522.280 lei, TVA în sumă de 5.694.636 lei și accesoriile fiscale aferente acestor debite fiscale principale, în cuantum de 48.436.653 lei, obligații fiscale stabilite pentru cele 349 facturi fiscale cu regim special constatate lipsă din gestiunea reclamantei.
- înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 27.001.727 lei, reprezentând serviciile tehnologice de sistem facturate de furnizorii de energie, considerate nedeductibile în urma inspecției fiscale și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 343.629,91 lei. reprezentând "servicii de înlăturare a buruienilor" și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil la calculul profitului impozabil a sumei de 230.685,491 lei, reprezentând cheltuielile cu produse de natură promoțională li de protocol și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 46.417,1 lei, aferentă sumei de 343.629,91 lei, reprezentând "servicii de înlăturare a buruienilor" și obligația de plată a creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.
- înlătură caracterul nedeductibil a TVA în cuantum de 37.693,88 aferentă sumei de 230.685,49 lei, reprezentând cheltuieli cu produse de natură promoțională și de protocol și obligația de plată a

creanțelor fiscale principale și accesorii în legătură cu această sumă.

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

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 litispendate 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 4.000 lei, 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

• 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 16.112.165,18 mil lei, 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.

La termenul din 27.01.2020 se fixează termen de verificare la data de 11.05.2020, 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.

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.

A fost fixat termen la 16.05.2022, pentru continuarea procedurii falimentului, prin valorificarea bunurilor și recuperarea creanțelor.

• MUNICIPIUL REȘIȚA

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:

- 2.129.765,86 lei, reprezentând chiria pentru suprafața de teren ocupată temporar din fondul forestier aferentă anului 2015;
- 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2016;
- 2.129.765,86 lei, reprezentând chirie teren aferentă anului 2018;
- dobândă legală penalizatoare de la scadență și până la plata efectivă.

Soluția 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 Inaltei Curți de Casație și Justiție, în vederea soluționării conflictului negativ de competență. Fără nicio cale de atac.

Pronunțarea se va face prin punerea soluției la dispoziția părților prin mijlocirea grefei instanței. 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. Definitivă.

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. Document: Încheiere – Suspendare.

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, iar pentru aceste litigii Compania a actualizat provizioanele reprezentând contravaloarea OAVT-urilor (opțiuni pentru acțiuni virtuale).



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	2021	2020	Δ	Δ (%)
	1	2	3=1-2	4=1/2
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.786	3.561	226	6%
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	30	38	(8)	(21%)
Imobilizări necorporale	7	7	0	2%
Imobilizări financiare	82	82	0	0%
Total active imobilizate	3.905	3.687	218	6%
Active circulante				
Stocuri	40	38	2	4%
Creanțe	2.988	848	2.140	252%
Numerar și echivalente	252	554	(302)	(54%)
Impozit pe profit de recuperat	21	1	20	n/a
Total active circulante	3.301	1.442	1.860	129%
Total active	7.206	5.129	2.077	41%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social ,din care	733	733	0	0%
<i>Capital social subscris</i>	733	733	0	0%
Primă de emisiune	50	50	0	0%
Rezerve legale	138	138	0	0%
Rezerve din reevaluare	769	842	(72)	(9%)
Alte rezerve	32	17	14	82%
Rezultat reportat	1.618	1.616	3	0%
Total capitaluri proprii	3.340	3.395	(55)	(2%)
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	443	352	91	26%
Împrumuturi pe termen lung	79	102	(22)	(22%)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	21	31	(9)	(30%)
Datorii privind impozitele amânate	112	119	(7)	(6%)
Obligații privind beneficiile angajaților	73	73	0	0%
Total datorii pe termen lung	729	676	53	8%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	3.001	888	2.113	238%
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire	8	7	0	5%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	14	17	(3)	(16%)
Împrumuturi pe termen scurt	25	25	0	1%
Provizioane	57	92	(34)	(37%)
Venituri în avans pe termen scurt	32	29	3	9%
Total datorii curente	3.137	1.058	2.079	197%
Total datorii	3.866	1.733	2.133	123%
Total capitaluri proprii și datorii	7.206	5.129	2.077	41%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere - neauditat

[mil RON]										
Indicator	2021	2020	9L 2021	9L 2020	Bugetat 2021	Realizat 2021 vs 2020	Realizat 2021 vs 2020 (%)	Realizat vs Bugetat 2021	Realizat vs Bugetat 2021 (%)	
0	1	2	3	4	5	6=1-2	7=1/2	8=1-5	9=1/5	
Venituri din exploatare										
Venituri din serviciile de transport	1.252	1.035	910	759	1.215	217	29%	37	3%	
Venituri din serviciile de sistem	668	795	479	586	621	(127)	(22%)	47	8%	
Venituri din piața de echilibrare	1.778	495	863	286	1.320	1.283	449%	458	35%	
Alte venituri	48	42	29	33	43	6	17%	5	12%	
Total venituri din exploatare	3.746	2.367	2.282	1.664	3.199	1.379	83%	547	17%	
Cheltuieli din exploatare										
Cheltuieli privind operarea sistemului	624	310	325	218	427	314	144%	196	46%	
Cheltuieli cu piața de echilibrare	1.761	495	851	286	1.309	1.266	442%	452	35%	
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	610	566	448	422	601	44	10%	9	1%	
Amortizare	274	268	196	202	274	7	3%	(0)	(0%)	
Cheltuieli cu personalul	248	273	178	176	249	(25)	(14%)	(1)	(0%)	
Reparații și mentenanță	97	98	65	66	108	(1)	(1%)	(11)	(10%)	
Materiale și consumabile	10	8	6	6	14	2	36%	(5)	(32%)	
Alte cheltuieli din exploatare	126	170	113	89	171	(44)	(50%)	(45)	(26%)	
Total cheltuieli din exploatare	3.750	2.188	2.182	1.465	3.154	1.562	107%	596	19%	
Profit din exploatare	(4)	180	100	199	45	(183)	n/a	(49)	n/a	
Venituri financiare	7	10	6	8	8	(3)	(41%)	(1)	(18%)	
Cheltuieli financiare	12	15	9	10	12	(3)	(32%)	(1)	(4%)	
Rezultat financiar net	(5)	(5)	(3)	(2)	(4)	(0)	(5%)	(1)	(22%)	
Profit înainte de impozitul pe profit	(9)	175	97	197	41	(184)	n/a	(50)	n/a	
Impozit pe profit	(3)	30	16	45	5	(33)	n/a	(8)	n/a	
Profitul exercițiului	(6)	145	81	152	36	(151)	n/a	(42)	n/a	

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie - neauditat

[Mil RON]	2021	2020	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul/pierderea perioadei	(5,5)	145,0	(151)
Cheltuiala cu impozitul pe profit	(3,3)	29,8	(33)
Cheltuieli cu amortizarea	274,5	267,9	7
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	14,7	1,4	13
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(2,7)	(2,3)	(0)
Pierderi din creanțe și debitori diverși	0,04	0,00	0
Cheltuieli/Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	2,1	4,4	(2)
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	1,6	4,4	(3)
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	0,5	0,4	0
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(13,7)	9,0	(23)
Cheltuieli/ Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(34,4)	28,9	(63)
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	3,7	5,5	(2)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	237,6	494,2	(257)
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(1.754,7)	(85,0)	(1670)
Clienți - echilibrare	(388,5)	(44,7)	(344)
Clienți - cogenerare	(12,8)	(20,0)	7
Stocuri	(1,7)	(0,9)	(1)
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	1.634,3	261,7	1373
Datorii - echilibrare	409,2	62,7	347
Datorii - cogenerare	68,8	(20,7)	90
Datorii plătite conform Decizie impunere ANAF	(2,1)	0,0	(2)
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri	(8,8)	31,2	(40)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(2,7)	8,3	(11)
Venituri în avans	15,3	(15,3)	31
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	194,0	671,5	(477)
Dobânzi plătite	(4,4)	(6,9)	2
Impozit pe profit plătit	(23,1)	(47,4)	24
Numerar net generat din activitatea de exploatare	166,5	617,2	(451)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(466,1)	(375,4)	(91)
Titluri de participare deținute la SELENE CC Societe Anonyme	0,0	(0,2)	0
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	93,2	0,0	93
Dobânzi încasate	2,5	7,2	(5)
Dividende încasate	0,02	0,0	0
Alte active financiare	0,0	85,0	(85)
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(370,4)	(283,5)	(87)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(23,7)	(24,9)	1
Plăți leasing clădire	(10,5)	(10,4)	(0)
Rambursări linie de credit cogenerare	0,0	(29,5)	30
Dividende plătite	(63,7)	(35,6)	(28)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(97,9)	(100,4)	2
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(301,8)	233,2	(535)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	554,0	320,8	233
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	252,2	554,0	(302)

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare

Indicatori	Formula de calcul	2021	2020
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,05	1,36
Indicatorii gradului de îndatorare (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	3,1%	3,7%
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	3,0%	3,6%
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	122,17	83,51
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,95	0,63

*S-au luat în considerare la calcularea soldului mediu clienții care au aport în cifra de afaceri (energie, echilibrare, alți clienți, clienți facturi de întocmit). Valorile corespunzătoare clienților incerti, schema de cogenerare și supracompensarea nu au fost incluse în soldul mediu.

ANEXA 5: Acte constitutive modificate în anul 2021

La momentul elaborării prezentului raport nu există acte constitutive modificate în anul 2021.

ANEXA 6: Acte de numire/revocare emise în ianuarie-decembrie 2021

Directorat

- Conform Decizie CS nr.13/21.04.2021
 - Membrii Consiliului de Supraveghere au desemnat în calitate de membru provizoriu al Directoratului pe domnul Ovidiu ANGHEL, începând cu data de 21.04.2021 pe o durată de 4 luni.
- Conform Decizie CS nr.25/25.06.2021
 - Membrii Consiliului de Supraveghere au decis începând cu data de 25 iunie 2021 revocarea mandatelor pentru următorii membri ai Directoratului: Cătălin NIȚU, Ovidiu ANGHEL, Andreea-Mihaela MIU, Corneliu-Bogdan MARCU și Marius Viorel STANCIU.
- Conform Decizie CS nr.26/25.06.2021
 - au desemnat în calitate de membri provizorii al Directoratului următoarele persoane: Bogdan TONCESCU, Ionuț-Bogdan GRECIA, Adrian MORARU, Cătălin-Constantin NADOLU și Marius Viorel STANCIU, pe o durată de patru luni începând cu data de 25 iunie 2021 cu posibilitatea prelungirii, pentru motive temeinice, pentru încă două luni, durată a mandatului ce nu va depăși data finalizării procedurii de selecție a membrilor Directoratului Companiei, în condițiile OUG nr.109/2011.
 - se alege ca Președinte al Directoratului domnul Bogdan TONCESCU.
- Conform Decizie CS nr.36/21.10.2021
 - Membrii Consiliului de Supraveghere au decis cu unanimitate de voturi prelungirea cu o durată de două luni, începând cu data de 25 octombrie 2021 și până la data de 24 decembrie 2021 a mandatelor membrilor provizorii ai Directoratului pentru domnii: Bogdan TONCESCU, Ionuț-Bogdan GRECIA, Adrian MORARU, Cătălin-Constantin NADOLU și Marius Viorel STANCIU.
 - au ales ca Președinte al Directoratului pe domnul Bogdan TONCESCU.
- Conform Decizie CS nr.49/22.12.2021
 - au desemnat în calitate de membru provizoriu al Directoratului pe domnul Gabriel ANDRONACHE, începând cu data de 25.12.2021 pe o durată de 4 luni.
 - au ales ca Președinte al Directoratului pe domnul Gabriel ANDRONACHE.
- Conform Decizie CS nr.50/22.12.2021
 - Membrii Consiliului de Supraveghere au desemnat în calitate de membru provizoriu al Directoratului pe domnul Cătălin-Constantin NADOLU, începând cu data de 25.12.2021 pe o durată de 4 luni.
- Conform Decizie CS nr.51/22.12.2021
 - au desemnat în calitate de membru provizoriu al Directoratului pe domnul Marius Viorel STANCIU, începând cu data de 25.12.2021 pe o durată de 4 luni.

- Conform Decizie CS nr.52/22.12.2021
 - Membrii Consiliului de Supraveghere au desemnat în calitate de membru provizoriu al Directoratului pe domnul Florin-Cristian TĂTARU, începând cu data de 25.12.2021 pe o durată de 4 luni.
- Conform Decizie CS nr.53/22.12.2021
 - au desemnat în calitate de membru provizoriu al Directoratului pe domnul Ștefăniță MUNTEANU, începând cu data de 25.12.2021 pe o durată de 4 luni.

Consiliul de Supraveghere

- Conform Hotărâre AGOA nr.4/22.06.2021
 - AGOA a decis revocarea mandatelor pentru următorii membri ai Consiliului de Supraveghere: Adrian GOICEA, Luiza POPESCU, Jean-Valentin COMĂNESCU, Oleg BURLACU, Mircea Cristian STAIU, Mihaela POPESCU, Ciprian Constantin DUMITRU și au desemnat în calitate de membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere următoarele persoane: Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ, Mihaela POPESCU, Marius Vasile MORARIU, Claudiu Constantin NĂSTASĂ, Adrian Nicolae BLĂJAN, cu o durată a mandatului de 4 luni, începând cu data de 23 iunie 2021 și până la data de 22 octombrie 2021.
- Conform Decizie CS nr.22/23.06.2021
 - se alege ca Președinte al Consiliului de Supraveghere domnul Marius Vasile MORARIU.
- Conform Decizie CS nr.27/25.06.2021
 - a fost numit în calitate de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere domnul Victor Florin DUMITRIU, cu o durată a mandatului de până la data de 22 octombrie 2021, dar nu mai târziu de data numirii unui membru al Consiliului de Supraveghere de către Adunarea Generală a Acționarilor.
- Conform Hotărâre AGOA nr.5/31.08.2021
 - AGOA a decis numirea domnului Victor Florin DUMITRIU în calitate de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere cu o durată a mandatului de până la data de 22 octombrie 2021.
- Conform Hotărâre AGOA 6/21 octombrie 2021
 - se aprobă prelungirea mandatelor în calitate de membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere cu o durată de două luni începând cu data de 22 octombrie 2021 pentru următoarele persoane: Marius Vasile MORARIU, Mihaela POPESCU, Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ, Claudiu Constantin NĂSTASĂ, Victor Florin DUMITRIU, Adrian Nicolae BLĂJAN.
- Conform Decizie CS nr.37/21.10.2021
 - a fost numit în calitate de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere domnul Virgil Dumitru ORLANDEA, cu o durată a mandatului de până la data de 21 decembrie 2021, dar nu mai târziu de data numirii unui membru al Consiliului de Supraveghere de către Adunarea Generală a Acționarilor.
- Conform Hotărâre AGOA 8/14 decembrie 2021
 - s-a aprobat numirea în calitate de membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere cu o durată de patru luni începând cu data de 22 decembrie 2021 pentru următoarele persoane: Adina-Loredana DOGARU-TULICĂ, Mihaela POPESCU, Marius Vasile MORARIU, Claudiu Constantin NĂSTASĂ, Adrian Nicolae BLĂJAN, Victor Florin DUMITRIU, Virgil Dumitru ORLANDEA.
- Conform Decizie CS nr.46/22.12.2021
 - s-a ales ca Președinte al Consiliului de Supraveghere domnul Marius Vasile MORARIU.

ANEXA 7 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în trimestrul IV 2021 pentru achiziția de bunuri, servicii și lucrări, a căror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achiziție (pentru achizițiile de bunuri și lucrări) și respectiv de 100.000 Euro/achiziție (pentru servicii)

Nr. Crt.	Număr Contract	Obiectul Contractului	Durată luni	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	CR 470/2021	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție pentru obiectivele UTT Craiova	36	8.313,17	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 348/2021	Piese de schimb necesare efectuării mentenanței instalațiilor de prevenire a exploziilor și incendiilor de tip - SERGI	36	5.145,98	-	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă
3	TM 11/2021	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție la obiectivele UTT Timișoara	6	1.914,18	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură proprie
4	C 467/2021	Servicii de audit financiar pentru perioada 2021 - 2023	36	1.100	-	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
5	C 362/2021	Contract subsecvent nr. 1 la acordul cadru nr. C 245/2021 "Servicii de telefonie mobile și internet mobil pentru asigurarea continuității comunicațiilor voce-date pentru Companie"	15	-	149,58	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Reofertare

Anexa 6 – Glosar de termeni

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



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

CNTEE Transelectrica SA
Societate administrată în sistem dualist

Situații Financiare Separate Preliminate
la data și pentru exercițiul financiar încheiat la
31 Decembrie 2021

- Neauditare -

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 SASituția separată preliminară a poziției financiare la 31 decembrie 2021 - Neauditată
(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Active		
Active imobilizate		
Imobilizări corporale	3.786.392.327	3,560,861,042
Imobilizări af. drepturilor de utilizare a activelor luate în leasing - clădiri	29.820.898	37,773,137
Imobilizări necorporale	7.105.259	6,976,600
Imobilizări financiare	81.742.973	81,742,973
Total active imobilizate	3.905.061.457	3.687.353.752
Active circulante		
Stocuri	40,103,565	38.401.417
Creanțe comerciale și alte creanțe	2,987,942,810	847.936.655
Impozit pe profit de recuperat	20,850,218	1.247.719
Alte active financiare	-	-
Numerar și echivalente de numerar	252,225,022	554.003.528
Total active circulante	3.301.121.615	1.441.589.319
Total active	7.206.183.072	5.128.943.071
Capitaluri proprii și datorii		
Capitaluri proprii		
Capital social, din care:	733.031.420	733.031.420
- Capital social subscris	733.031.420	733.031.420
Prima de emisiune	49.842.552	49.842.552
Rezerve legale	137.832.724	137.832.724
Rezerve din reevaluare	769,322,512	841.699.025
Alte rezerve	31,744,661	17.441.687
Rezultat reportat	1,618,460,280	1.615.652.289
Total capitaluri proprii	3.340.234.149	3.395.499.697
Datorii pe termen lung		
Venituri în avans pe termen lung	443.434.048	352.028.637
Împrumuturi	79.455.068	101.671.268
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri pe termen lung	21.400.744	30.531.904
Datorii privind impozitele amânate	112.264.168	119.037.879
Obligații privind beneficiile angajaților	72.641.000	72.641.000
Total datorii pe termen lung	729.195.028	675.910.688

CNTEE Transelectrica SA

Situația separată preliminară a poziției financiare la 31 decembrie 2021 - Neauditată
(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Datorii curente		
Datorii comerciale și alte datorii	3.000.780.584	887.977.288
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădire – termen scurt	7,782,089	7.416.569
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	14,323,581	17.011.429
Împrumuturi	24,871,963	24.709.805
Provizioane	57,414,490	91.564.358
Venituri în avans pe termen scurt	31,581,188	28.853.237
Impozit pe profit de plată	-	-
Total datorii curente	3.136.753.895	1.057.532.686
Total datorii	3.865.948.923	1.733.443.374
Total capitaluri proprii și datorii	7.206.183.072	5.128.943.071

DIRECTORAT,

Președinte	Membru	Membru	Membru	Membru
Gabriel ANDRONACHE	Florin-Cristian TĂTARU	Ștefăniță MUNTEANU	Cătălin-Constantin NADOLU	Marius-Viorel STANCIU

Director Unitatea economică-financiară și administrativă

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

CNTEE Tranelectrica SAContul separat de profit și pierdere preliminar pentru exercițiul încheiat la 31 decembrie 2021 - Neauditat
(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Venituri		
Venituri din serviciul de transport	1.252.321.740	1.035.250.114
Venituri din servicii de sistem	667.676.567	795.026.206
Venituri privind piata de echilibrare	1.778.283.175	494.999.492
Alte venituri	47.740.332	42.119.650
Total venituri	3.746.021.814	2.367.395.462
Cheltuieli din exploatare		
Cheltuieli pentru operarea sistemului	(623.803.416)	(309.845.522)
Cheltuieli privind piața de echilibrare	(1.760.679.405)	(494.999.492)
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologice	(609.728.941)	(566.016.094)
Amortizare	(274.471.326)	(267.864.639)
Cheltuieli cu personalul	(248.211.637)	(272.967.907)
Reparații și mentenanță	(97.007.848)	(97.964.964)
Cheltuieli cu materiale și consumabile	(9.696.131)	(7.645.879)
Alte cheltuieli din exploatare	(126.136.015)	(170.343.923)
Total cheltuieli din exploatare	(3.749.734.719)	(2.187.648.420)
Profit din exploatare	(3.712.905)	179.747.042
Venituri financiare	6.519.322	9.794.414
Cheltuieli financiare	(11.638.061)	(14.809.236)
Rezultat financiar net	(5.118.739)	(5.014.822)
Rezultat înainte de impozitul pe profit	(8.831.644)	174.732.220
Impozit pe profit	3.287.409	(29.775.400)
Rezultatul exercițiului	(5.544.235)	144.956.820
Rezultatul de bază și diluat pe acțiune (lei/acțiune)	(0,076)	1,977

DIRECTORAT,

Președinte	Membru	Membru	Membru	Membru
Gabriel ANDRONACHE	Florin-Cristian TĂTARU	Ștefăniță MUNTEANU	Cătălin-Constantin NADOLU	Marius-Viorel STANCIU

Director Unitatea economică-financiară și administrativă

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Situția separată preliminară a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2021 - Neauditată

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

	31 decembrie 2021	31 decembrie 2020
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare		
Profitul perioadei	(5.544.235)	144.956.820
Ajustări pentru:		
Cheltuiala cu impozitul pe profit	(3.287.408)	29.775.400
Cheltuieli cu amortizarea	274.471.326	267.864.639
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	14.681.818	1.364.509
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(2.679.473)	(2.326.859)
Pierderi din creanțe și debitori diverși	35.619	-
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	2.148.213	4.363.791
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	1.625.691	4.356.234
Profit/Pierdere netă din vânzarea de imobilizări corporale	529.275	419.547
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	(13.672.542)	8.952.622
Venituri nete privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(34.392.915)	28.939.964
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	3.733.723	5.539.881
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	237.649.092	494.206.548
Modificări în:		
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(1.754.686.162)	(84.992.281)
Clienți - echilibrare	(388.535.698)	(44.715.053)
Clienți - cogenerare	(12.753.532)	(20.003.519)
Stocuri	(1.702.148)	(881.686)
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	1.634.332.724	261.689.862
Datorii - echilibrare	409.244.703	62.723.646
Datorii - cogenerare	68.792.639	(20.749.654)
Datorii plătite conform Decizie impunere ANAF	(2.140.264)	-
Alte împrumuturi și datorii asimilate - Leasing clădiri	(8.765.640)	31.241.689
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(2.687.848)	8.259.314
Venituri în avans	15.285.135	(15.299.114)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	194.033.001	671.479.752
Dobânzi plătite	(4.415.250)	(6.913.071)
Impozit pe profit plătit	(23.088.802)	(47.392.337)
Numerar net generat din activitatea de exploatare	166.528.949	617.174.344
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții		
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(466.066.153)	(375.448.615)
Titluri de participare deținute la SELENE CC Societe Anonyme	-	(242.140)
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	93.151.201	-
Dobânzi încasate	2.487.352	7.152.543
Dividende încasate	23.352	1.769
Alte active financiare	-	85.000.000
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(370.404.248)	(283.536.443)
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de finanțare		
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(23.725.852)	(24.858.399)
Rambursări linie de credit cogenerare	-	(29.540.187)
Plăți leasing clădire	(10.527.252)	(10.394.399)
Dividende plătite	(63.650.103)	(35.610.035)
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(97.903.207)	(100.403.020)

CNTEE TRANSELECTRICA SA

Situția separată preliminară a fluxurilor de trezorerie pentru exercițiul financiar încheiat la data de 31 decembrie 2021 - Neauditată

(Toate sumele sunt exprimate în LEI, dacă nu este indicat altfel)

Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(301.778.506)	233.234.881
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	554.003.528	320.768.647
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	252.225.022	554.003.528

DIRECTORAT,

Președinte	Membru	Membru	Membru	Membru
Gabriel ANDRONACHE	Florin-Cristian TĂTARU	Ștefăniță MUNTEANU	Cătălin-Constantin NADOLU	Marius-Viorel STANCIU

Director Unitatea economică-financiară și administrativă

Ana-Iuliana DINU

Manager Departament contabilitate

Georgiana-Beatrice ȘTEFAN