



CNTEE TRANSELECTRICA SA

RAPORTUL TRIMESTRIAL
ianuarie – septembrie
2018

	Cifre cheie	3
	Date financiare	4
	Date operaționale	12
	Investiții	15
	Evenimente semnificative	18
	Alte aspecte	22
	Anexe	30

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 30 septembrie 2018

Data raportului:	12 noiembrie 2018
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 ORC:	13328043
Număr de ordine în RC:	J40/ 8060/ 2000
Cod LEI (Legal Entity Identifier)	2549000LXOUQC90M036
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 20.000 obligațiuni cu o valoare nominală de 10.000 lei/obligațiune, obligațiuni nominative, dematerializate și negarantate, tranzacționate la BVB sectorul Titluri de Credit – Categoria 3 Obligațiuni corporative sub simbol TEL 18 în categoria; data maturității 19.12.2018
Valoarea de piață:	1.722.623.837 lei (23,50 lei/acțiune la 30.09.2018)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare semestriale întocmite la data de 30.09.2018 nu sunt auditate

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, situațiile financiare interimare separate simplificate neauditate întocmite pentru perioada de 9 luni încheiată la 30 septembrie 2018 în conformitate cu standardul internațional de contabilitate 34 (Standardele Internaționale de Raportare Financiară așa cum sunt aprobate de către Uniunea Europeană) 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, 12 noiembrie 2018

**Adrian-
Constantin
RUSU**

**Președinte
Directorat**

**Andreea
Georgiana
FLOREA**

**Membru
Directorat**

**Constantin
SARAGEA**

**Membru
Directorat**

**Adrian-
Mircea
TEODORESCU**

**Membru
Directorat**

**Viorel
VASIU**

**Membru
Directorat**



Cifre cheie 9 L 2018 vs 9L 2017

CIFRE CHEIE – 9 luni 2018

FINANCIAR		
1.832 mil lei	▼24,1% y/y	Venituri
340 mil lei	▼1,6% y/y	EBITDA
97,53 mil lei	▲50,5% y/y	Profit net
41,27 TWh	▲1,87% y/y	Energie tarifată**

OPERAȚIONAL		
2,55* %	▲0,38pp y/y	CPT
32,59 TWh	▲0,07% y/y	Energie transportată***

CPT Consum Propriu Tehnologic

* Pondere 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

INVESTIȚII		
112,76 mil lei	▼16,6% y/y	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale
199,41 mil lei	▲100,4% y/y	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)

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



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 30 septembrie 2018 este prezentată în tabelele de mai jos. Rezultatele financiare 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], cifre neauditate	9L 2018	9L 2017	Δ	Δ (%)
Volum tarifat de energie- TWh	41,27	40,51	0,76	2%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	852	884	(32)	(4)%
Transport și alte venituri din piața de energie	771	794	(22)	(3)%
Servicii de sistem funcționale	47	52	(5)	(9)%
Alte venituri	33	38	(5)	(12)%
Costuri operaționale	498	493	5	1%
Costuri de operare a sistemului	212	192	20	10%
Mentenanță și reparații	65	58	7	12%
Salarii și alte retribuții	137	132	5	4%
Alte costuri	84	111	(27)	(24)%
EBITDA	354	391	(37)	(9)%
Amortizare	226	234	(8)	(3)%
EBIT	128	157	(29)	(18)%
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operationale	980	1.531	(550)	(36)%
Servicii de sistem tehnologic	482	445	37	8%
Piața de echilibrare	498	1.085	(587)	(54)%
Costuri operaționale	995	1.587	(592)	(37)%
Servicii de sistem tehnologice	497	502	(5)	(1)%
Piața de echilibrare	498	1.085	(587)	(54)%
EBIT	(14)	(56)	42	75%
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	1.832	2.414	(582)	(24)%
Costuri operaționale	1.493	2.080	(587)	(28)%
EBITDA	340	335	5	2%
Amortizare	226	234	(8)	(3)%
EBIT	114	101	14	13%
Rezultat financiar	(6)	(14)	7	54%
EBT	108	87	21	24%
Impozit pe profit	10	22	(12)	(54)%
Profit net	98	65	33	51%

Situația separată a poziției financiare				
[mil RON], cifre neauditate	30 septembrie 2018	31 decembrie 2017 Cf.HAGA nr.6/30.04.2018	Δ	Δ (%)
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	2.917	3.044	(127)	(4)%
Imobilizări necorporale	23	16	8	51%
Imobilizări financiare	80	78	2	3%
Total active imobilizate	3.021	3.138	(117)	(4)%
Active circulante				
Stocuri	35	32	3	8%
Creanțe	774	819	(44)	(5)%
Numerar și echivalente	651	521	131	25,1%
Total active circulante	1.460	1.371	89	6,5%
TOTAL ACTIVE	4.481	4.509	(28)	(1)%
Capitaluri proprii	2.821	2.718	103	4%
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi	149	195	(46)	(23)%
Alte datorii	471	488	(17)	(4)%
Total datorii pe termen lung	620	684	(63)	(9)%
Datorii curente				
Împrumuturi	263	317	(54)	(17)%
Alte datorii	777	791	(14)	(2)%
Total datorii curente	1.040	1.108	(69)	(6)%
Total datorii	1.660	1.792	(132)	(7)%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII	4.481	4.509	(28)	(1)%

Situația separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON], cifre neauditate	9L 2018	9L 2017	Δ	Δ (%)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	342	360	(18)	(5)%
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	354	103	251	n/a
Numerar net din activitatea de exploatare	336	87	250	n/a
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(96)	6	(102)	n/a
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(110)	(291)	181	n/a
Creșterea/(diminuarea) netă a numerarului și echivalentelor de numerar	131	(198)	328	n/a
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	521	934	(413)	(44)%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	651	736	(85)	(12)%

REZULTATE OPERAȚIONALE

Volumul de energie tarifat

În intervalul ianuarie – septembrie 2018, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (41,27 TWh) a înregistrat o creștere de 1,87% comparativ cu aceeași perioadă a anului 2017 (diferența între cele două perioade fiind de +0.8 TWh).

Această tendință s-a manifestat în fiecare dintre lunile analizate ale anului 2018, cu preponderență în lunile ianuarie și februarie când, pe fondul temperaturilor foarte scăzute, consumul de energie electrică a fost crescut.

Venituri operaționale

Veniturile totale operaționale realizate în primele nouă luni ale anului 2018 au înregistrat o scădere de 24% comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.832 mil lei față de 2.414 mil lei).

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o scădere a veniturilor de 4% (852 mil lei în intervalul ianuarie - septembrie 2018 față de 884 mil lei în aceeași perioadă din 2017), determinată de diminuarea tarifelor medii pentru serviciul de transport începând cu data de 01 iulie 2017 (diminuare necompensată de creșterea tarifului valabil de la data de 01 iulie 2018 cât și de creșterea consumului de energie electrică în procent de 1,87%).

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o scădere de 9% față de valoarea realizată în primele nouă luni ale anului 2017 (52 mil lei în 9L 2018 față de 57 mil lei în 9L 2017) corespunzător nivelului de utilizare a disponibilităților capacității de interconexiune de către traderii de pe piața de energie electrică.

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

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

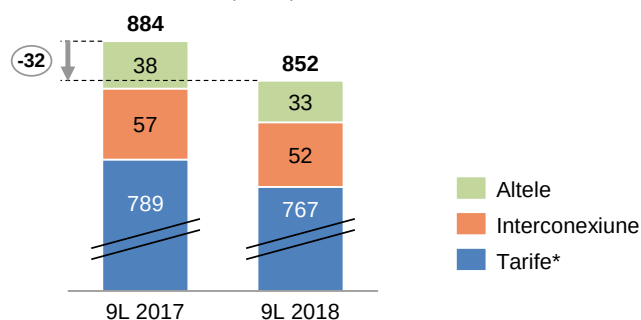
Începând cu anul 2016, s-a implementat principiul UIOSI pe granița cu Bulgaria, iar începând cu anul 2017

și pe granița cu Serbia. Potrivit acestui principiu, participanții care nu folosesc capacitățile câștigate la licitațiile anuale și lunare sunt remunerați (de către Transelectrica) pentru capacitatea respectivă. Capacitatea neutilizată se vinde ulterior în cadrul licitațiilor zilnice. Pe granița cu Ungaria sensul este invers, în sensul că MAVIR remunerează participanții pentru capacitățile neutilizate.

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

Utilizarea veniturilor nete din alocarea capacității de interconexiune se realizează în conformitate cu prevederile art. 22 alin. (4) din Ordinul ANRE nr. 53/2013 și art. 16 alin. (6) al Regulamentului (CE) nr. 714/2009, ca sursă de finanțare a investițiilor pentru modernizarea și dezvoltarea capacității de interconexiune cu sistemele vecine.

Venituri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)



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

Veniturile din activitățile zero-profit au înregistrat o scădere de 36% (980 mil lei în 9L 2018 față de 1.531 mil lei în 9L 2017) determinată în principal de scăderea veniturilor pe piața de echilibrare cu 54%, urmare a:

- dezechilibre negative înregistrate la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare mai reduse în perioada 01 ianuarie – 30 septembrie 2018 față de perioada 01 ianuarie – 30 septembrie 2017;
- notificări fizice în general excedentare în raport cu consumul intern la nivel de SEN;
- scăderea semnificativă a costurilor cu echilibrarea sistemului (rezultatul selecțiilor la creștere de putere și pornirilor de grupuri termo) și a veniturilor rezultate din echilibrarea sistemului (rezultatul selecțiilor la reducere de putere).

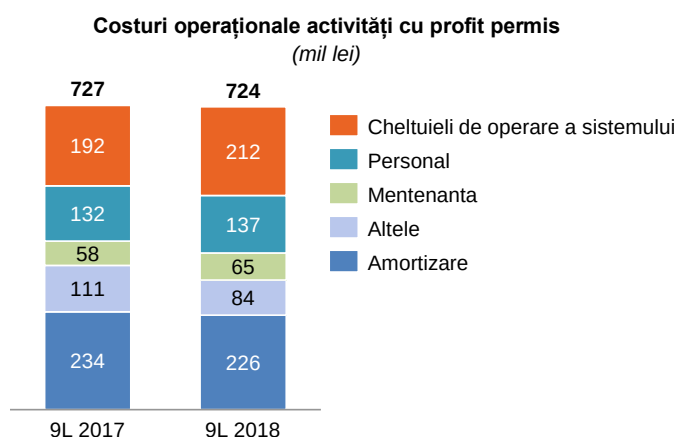
Piața de echilibrare reprezintă un segment de activitate cu profit zero la nivelul Companiei.

În intervalul ianuarie – septembrie 2018, veniturile din serviciile tehnologice furnizate au înregistrat o creștere cu 8% față de aceeași perioadă a anului 2017 determinată de creșterea cantității de energie electrică livrată consumatorilor cu 1,87% și de creșterea tarifului mediu aprobat de ANRE pentru aceste servicii (cf. tabelului privind tarifele medii aprobate de ANRE pentru perioadele analizate)

Cheltuieli operaționale

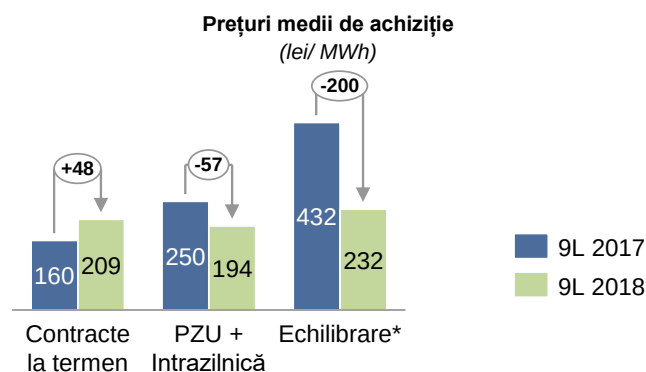
Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în intervalul 01 ianuarie – 30 septembrie 2018 au scăzut cu 26% comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.718 mil lei față de 2.314 mil lei în aceeași perioadă a anului 2017), în principal în urma evoluțiilor din segmentul activităților non-profit, dar și ca urmare a înregistrării unor sume mai mici în categoria ajustărilor de depreciere.

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o scădere de 0,4% (724 mil lei față de 727 mil lei în aceeași perioadă a anului 2017).



CPT: În intervalul ianuarie-septembrie 2018 aceste cheltuieli au fost mai mari cu suma de 23 mil lei comparativ cu cele înregistrate în aceeași perioadă a anului 2017, determinată de creșterea cantității de energie electrică necesară acoperirii consumului propriu tehnologic în RET cu cca 17,7% (de la 705.678 MWh în intervalul ianuarie-septembrie 2017, la 830.793 MWh în aceeași perioadă din 2018).

În primele nouă luni ale anului 2018, energia pentru acoperirea CPT a fost achiziționată de pe piața liberă de energie electrică, respectiv Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB), Piața pentru Ziua Următoare (PZU), Piața de Echilibrare (PE) și Piața Intrazilnică (PI) la prețul mediu de achiziție de 205 lei/MWh, comparativ cu prețul mediu de achiziție de 214,1 lei/MWh, în aceeași perioadă a anului 2017.



*Valori preliminare

Începând cu data de 18.01.2018 a intrat în vigoare Contractul de "Achiziție de energie electrică pentru acoperirea dezechilibrelor de la cantitățile notificate aferente pierderilor tehnologice de energie electrică în rețelele electrice de transport prin transferul responsabilității echilibrării", nr. C380/06.10.2014, încheiat între CNTTE Transelectrica SA și CIGA ENERGY SA, prin care s-au redus prețurile de achiziție a energiei de pe piața de echilibrare.

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

În intervalul 01 ianuarie – 30 septembrie 2018 s-au înregistrat cheltuieli cu congestiile în sumă totală de 6 mil lei în principal în urma avariei înregistrate pe LEA 400kV Constanța Nord-Tariverde în februarie 2018, 5,2 mil lei și o sumă de 0,1 mil lei cheltuieli cu congestiile, determinate de respectarea criteriului de siguranță N-1 la retragerea planificată a LEA de interconexiune 400 kV Roșiori – Mukacevo.

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o scădere a costurilor cu 37% (995 mil lei față de 1.587 mil lei în aceeași perioadă a anului 2017), determinată în principal de diminuarea cheltuielilor pe piața de echilibrare similar cu evoluția veniturilor corespunzătoare.

Aceste cheltuieli au rezultat în urma notificărilor/realizărilor participanților pe această piață, ele fiind acoperite integral de veniturile din piața de echilibrare.

În perioada ianuarie-septembrie 2018, cheltuielile privind serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o scădere minoră de 1% comparativ cu perioada similară a anului 2017, determinată de prețurile de achiziție a

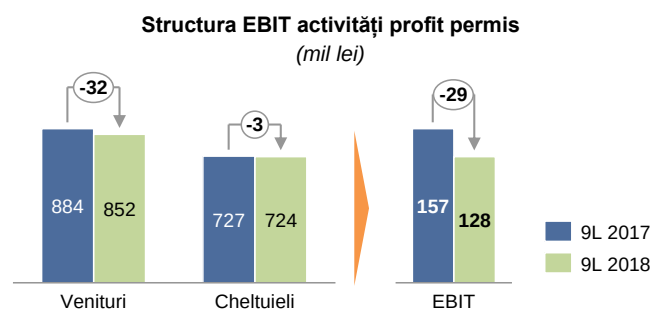
serviciilor de sistem tehnologice pe piața concurențială mai mici comparativ cu perioada similară a anului anterior.

În perioada de nouă luni din 2018 s-au achiziționat servicii de sistem tehnologice în regim reglementat potrivit Deciziei ANRE nr. 906/2017 (de la Hidroelectrică SA) și potrivit HG nr. 760/11.10.2017 prin care s-a aprobat „Programul de iarnă în domeniul energetic pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță și stabilitate a SEN”.

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.

Rezultat operațional

Activitățile cu profit permis au înregistrat un rezultat pozitiv de 128 mil lei, în scădere față de 157 mil lei (9L 2017), pe fondul diminuării tarifelor medii de transport aprobate de ANRE pentru serviciul de transport (5%) și a tarifelor de sistem funcționale (10%), precum și ca urmare a diminuării veniturilor din alocarea capacității de interconexiune.

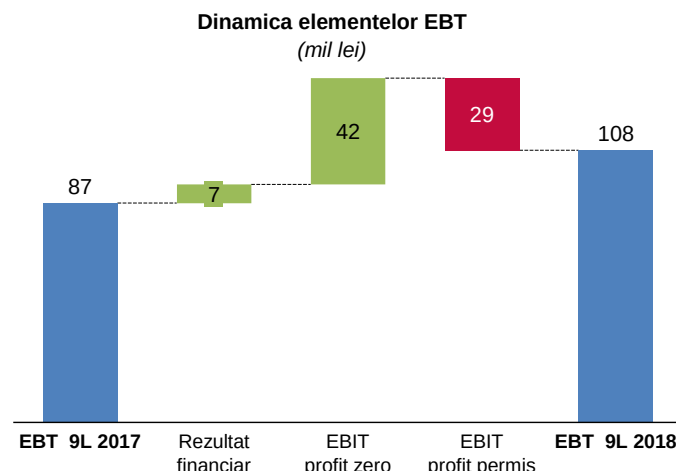


EBIT generat de activitățile zero-profit a înregistrat un rezultat negativ de 14 mil lei față de pierderea înregistrată în aceeași perioadă a anului trecut (-56 mil lei).

Rezultat brut (EBT)

Profitul brut a înregistrat o creștere de 24%, de la 87 mil lei în ianuarie-septembrie 2017 la 108 mil lei în ianuarie-septembrie 2018.

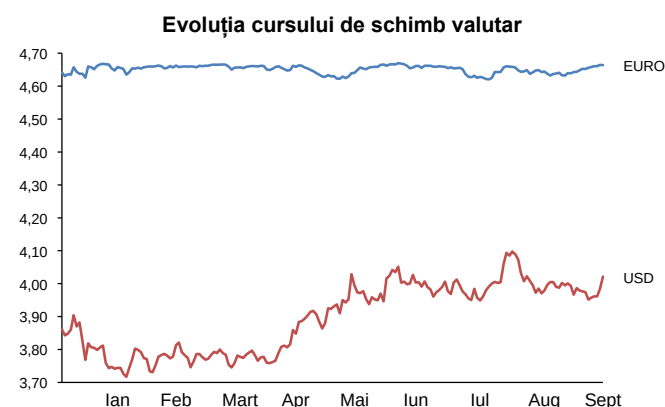
Dinamica între profitul înregistrat în ianuarie-septembrie 2017 și ianuarie-septembrie 2018, descompusă pe componentele constitutive ale profitului, este prezentată în graficul următor:



Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în perioada ianuarie-septembrie 2018 a fost negativ în valoare de 6 mil lei. Acesta este mai mic față de perioada similară a anului 2017, influențat în principal, de evoluția cursului de schimb valutar al monedei naționale în raport cu monedele străine în care Compania are contractate împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții (euro, dolar).

Evoluția cursului de schimb leu/euro și leu/usd în primele nouă luni ale anului 2018 este redată în graficul următor.



Rezultat net

Profitul brut a fost mai mare cu 24% în primele 9 luni ale anului 2018 (108 mil lei) față de aceeași perioadă din 2017 (87 mil lei).

Profitul net a înregistrat o creștere comparabilă, ajungând la 98 mil lei la 9L 2018, față de 65 mil lei la 9 luni 2017.

POZIȚIA FINANCIARĂ

Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat o scădere de aproximativ 4% în primele 9 luni ale anului pe fondul diminuării imobilizărilor corporale.

La 30 septembrie 2018 s-a înregistrat o diminuare a valorii imobilizărilor corporale față de 31 decembrie 2017 determinată de înregistrarea amortizării acestor imobilizări. În primele 9 luni ale anului 2018 imobilizările corporale și necorporale în curs sunt reprezentate în special de realizarea lucrărilor de investiții în stațiile și liniile electrice de înaltă tensiune, iar cele mai mari transferuri din imobilizări în curs la imobilizări corporale și necorporale sunt reprezentate în principal de constituirea activelor aferente obiectivelor de investiții.

Active circulante

Activele circulante au înregistrat o creștere de 6% la 30 septembrie 2018 (1.460 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2017 (1.371 mil lei), determinată în principal de creșterea "Numerarului și echivalentelor de numerar", din care depozitele bancare cu o maturitate mai mică de 90 de zile constituite din disponibilitățile bănești aflate în conturi curente sunt în sumă de 361 mil lei, iar la 31 decembrie 2017 au fost 251 mil lei.

La data de 30 septembrie 2018 clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o creștere față de 31 decembrie 2017 determinată în principal de creșterea tarifului pentru serviciul de transport al energiei electrice începând cu data de 01 iulie 2018.

Pentru piața de echilibrare, creanțele aflate în sold în sumă de 208 mil lei, au înregistrat o scădere valorică față de 31 decembrie 2017 (244 mil lei), ca urmare a diminuării tranzacțiilor pe această piață.

La data de 30 septembrie 2018, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în proporție de aproximativ 23% (26% la 31 decembrie 2017) din total creanțe comerciale.

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 30 septembrie 2018, o scădere a creanțelor determinată, în principal de:

- încasarea creanțelor corespunzătoare deciziilor ANRE privind supracompensarea activității de cogenerare pentru anul 2017, în suma de 140 mil lei, înregistrate conform deciziilor ANRE emise în luna martie 2018,

- încasarea prin tranzacții bancare (9,8 mil lei) aferentă supracompensării pentru anul 2015 de la Termoficare Oradea (pentru Electrocentrale Oradea, conform Convenție eşalonare),

- scăderea valorii contribuției lunare pentru cogenerarea de înaltă eficiență, stabilită de ANRE, începând cu data de 01 iulie 2018.

La data de 30 septembrie 2018, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 189,9 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 76,7 mil lei, respectiv de la RAAN – 63,5 și CET Govora SA – 13,2 mil lei;

- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3,9 mil lei, de la RAAN – 2 mil lei, și CET Govora – 1,9 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;

- supracompensare pentru 2016 în suma de 56,7 mil lei, respectiv de la Electrocentrale București;

- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică în sumă de 20,8 mil lei, respectiv de la: Transenergo Com – 5,8 mil lei, PetProd – 4,3 mil lei, Romenergy Industry – 2,7 mil lei, RAAN – 2,4 mil lei, UGM Energy – 1,8 mil lei, CET Govora – 0,9 mil lei, KDF Energy – 0,9 mil lei și alții.

Până la data prezentei raportări financiare interimare, Compania a încasat integral creanțele aferente supracompensării activității privind schema de sprijin pentru anul 2017 astfel: încasări prin tranzacții bancare în suma de 90,9 mil lei de la Electrocentrale București și încasări pe baza de compensări efectuate prin Institutul de Management și Informatică (conform HG nr. 685/1999) în sumă de 49,4 mil lei (din care: Electrocentrale București – 35,7 mil lei; CET Govora – 10,7 mil lei; Enet SA – 3 mil lei).

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, Electrocentrale București, CET Govora) care nu au fost de acord cu această modalitate de stingere a creanțelor și datoriilor reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului

pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență.

La data de 30 septembrie 2018, „Alte creanțe” în suma de 118 mil lei includ în principal:

- debitori diversi (102 mil lei) din care:
 - penalități de întârziere la plată calculate clienților rău platnici, în sumă de 62,6 mil lei (din care suma de 26 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), Eco Energy SRL (8,9 mil lei), Petprod SRL (8,9 mil lei), Total Electric Oltenia (3,3 mil lei), Arelco Power (2,8 mil lei), Enol Grup (2,5 mil lei), Also Energ (2,1 mil lei). Pentru penalitățile calculate pentru plata cu întârziere a creanțelor din activitatea operațională au fost înregistrate ajustări de depreciere;
 - sumele reprezentând avansuri acordate furnizorului ELCOMEX - IEA SA în sumă de 31,2 mil lei, la care s-au calculat penalități de 0,69 mil lei. Avansurile au fost acordate furnizorului ELCOMEX - IEA SA pentru execuția unor proiecte de investiții care sunt garantate cu polițe de asigurare emise de Asito Kapital S.A.
- Compania are înregistrate ajustări de depreciere în sumă de 31,8 mil lei.
- creanța de recuperat de la OPCOM reprezentând TVA-ul aferent aportului în natură la capitalul filialei în sumă de 4,5 mil lei, pentru care Compania are înregistrate ajustări pentru depreciere;

- cheltuieli înregistrate în avans în sumă de 5,5 mil lei reprezentate în principal de avansuri la contractele încheiate cu furnizorii de energie electrică necesară acoperirii consumului propriu tehnologic pentru perioadele viitoare (1,4 mil lei), comision de garantare pentru creditul BEI 25710 (0,08 mil lei) și comision de acordare credit ING (0,1 mil lei), cotizații achitate pentru anul 2018 la organisme naționale și internaționale (1,2 mil lei), chirii (0,7 mil lei), contribuție anuală ANRE (0,8 mil lei);
- alte creanțe imobilizate în sumă de 4,6 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).

Datorii

Datoriile pe termen lung în sumă de 620 mil lei la data de 30 septembrie 2018 au înregistrat o scădere de 9% în urma rambursărilor efectuate conform acordurilor de împrumut existente.

În același timp **datoriile pe termen scurt** au înregistrat o scădere de 6% (de la 1.108 mil lei la 31 decembrie 2017 la 1.040 mil lei la 30 septembrie 2018), în principal pe fondul scăderii datoriilor comerciale și alte datorii (-21 mil lei), împrumuturi pe termen scurt (-54 mil lei).

Datoriile comerciale și alte datorii au fost cu 3% mai mari (de la 700 mil lei la 31 decembrie 2017 la 679 mil lei la 30 septembrie 2018) influențate în principal de:

- Scăderea soldului furnizorilor pieței de energie electrică cu 135 mil lei, în principal pe fondul:

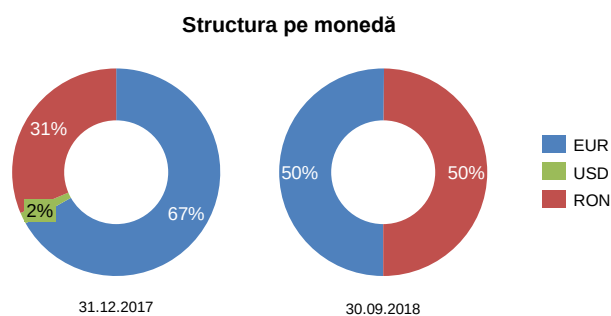
-scăderii soldului datoriilor aferente pieței de echilibrare cu 59 mil lei determinată de achitarea obligațiilor de plată aflate în sold pe piața de energie electrică la 31 decembrie 2017 și de scăderea volumului tranzacțiilor pe piața de echilibrare din perioada august-septembrie 2018 față de trim. IV 2017,

-scăderii cu 95 mil lei a datoriilor aferente schemei de sprijin către furnizori (producători) determinată de achitarea facturilor emise conform deciziilor ANRE pentru bonusul necuvenit și antesuprcompensarea pentru anul 2017,

- Creșterea altor datorii cu 123 mil lei, în principal pe fondul:

- creșterii poziției “creditori diverși” cu suma de 111 mil lei ce reprezintă în principal datoria netă aferentă schemei de sprijin privind cogenerarea de înaltă eficiență care, la data de 30 septembrie 2018 este în suma de 141,7 mil lei (31 decembrie 2017: 30.4 mil lei).

Datoriile purtătoare de dobândă (termen lung și termen scurt) sunt prezentate în structură în cele ce urmează:



Capitaluri proprii

Capitalurile proprii au înregistrat o creștere de 4% determinată în principal de creșterea rezultatului reportat cu 10% (1.390 mil lei la 30 septembrie 2018 față de 1.259 mil lei la 31 decembrie 2017), în urma transferului rezultatului perioadei anului 2018.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

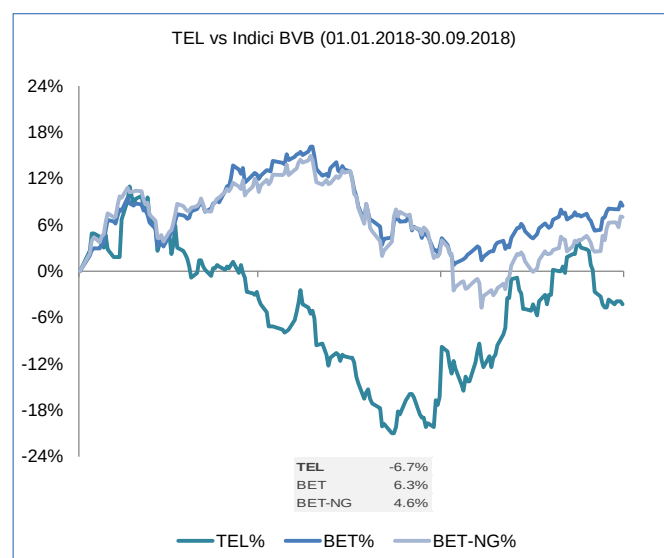
(01-Ian-2018 la 30-Septembrie-2018)

Anul 2018 a debutat cu un preț de tranzacționare de 24,55 lei/acțiune. La finalul perioadei (30 septembrie 2018) capitalizarea bursieră a fost 1.723 mil lei, găsind acțiunea la un preț de 23,50 lei. Prețul minim de tranzacționare a fost înregistrat în data de 04.06.2018, de 19,40 lei/acțiune, maximum de 27,25 lei/acțiune fiind atins în data de 23.01.2018.

Cu un avans de 7,68%, în raport cu moneda euro, în intervalul 25 iulie - 1 august acțiunile Transelectrica au reprezentat cele mai rentabile titluri din cadrul indicelui BET, a cărei apreciere a fost de 0,79% în perioada menționată.

În intervalul 25 iulie – 1 august cotația TEL a oscilat între o creștere de 4,48% apărută pe data de 1 august, pe fondul unui volum de 26.987 de unități, peste media celor 20 de zile anterioare, de circa 7.350 de acțiuni și un avans de 0,46% consemnat pe 26 iulie, în contextul unui rulaj de 1.174 de titluri.

În luna august Transelectrica a avut o evoluție remarcabilă la Bursa de Valori București, cotația Companiei înregistrând o creștere de aproape 9,9% față de luna iulie.





Date operaționale

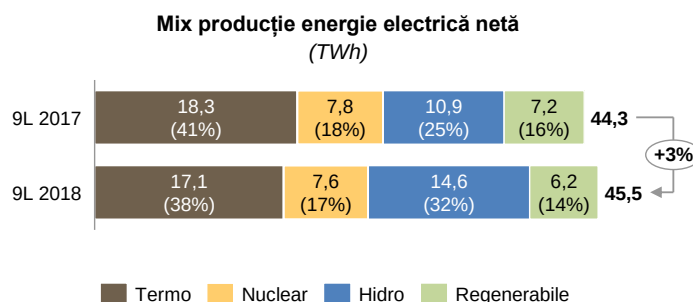
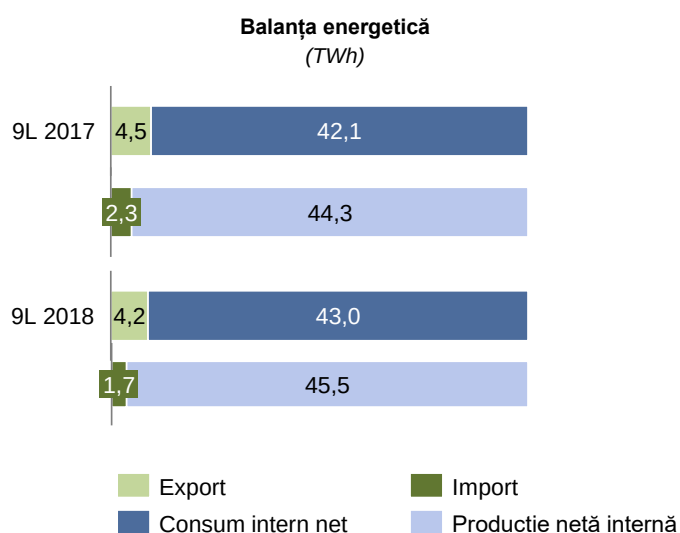
BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie – septembrie 2018 față de aceeași perioadă a anului precedent, consumul intern net¹ a crescut cu 2,1% iar producția netă de energie a crescut cu 2,8%.

Schimburile fizice transfrontaliere de export au scăzut cu 6,5% față de perioada similară din 2017, iar fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat o scădere de 28,1 %.

Aportul componentei hidro a cunoscut o creștere de 33,5% (14,6 TWh față de 10,9 TWh).

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – septembrie 2018 se observă că cea mai mare pondere (38%) este reprezentată de componenta termo urmată de componenta hidro (32%), iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ 14% și respectiv 17%.



MIX DE PRODUCȚIE

În structura mixului de producție, în perioada ianuarie - septembrie 2018 comparativ cu aceeași perioadă a anului 2017, s-a înregistrat o scădere a ponderii componentei termo de aproximativ 6,7%, a producției din surse nucleare cu 1,6% și din surse regenerabile cu 14,6%.

PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

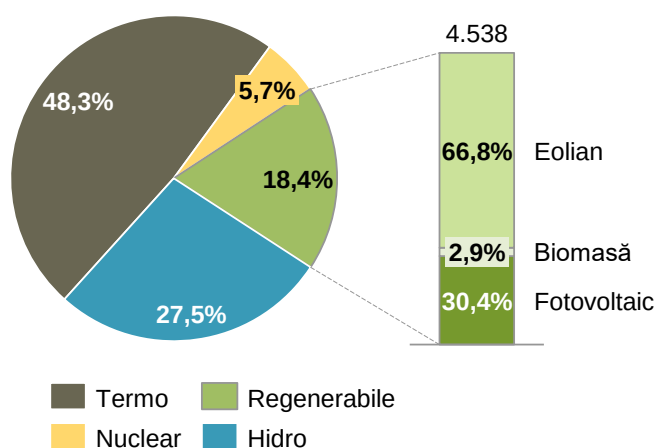
În primele nouă luni ale anului 2018, puterea instalată brută în centralele electrice a înregistrat o scădere de 0,5%, comparativ cu aceeași perioadă a anului 2017.

Puterea instalată în centralele pe surse regenerabile a crescut cu aproximativ 0,06%, de la 4.536 MW instalați la 30 septembrie 2017, la 4.538 MW instalați la 30 septembrie 2018.

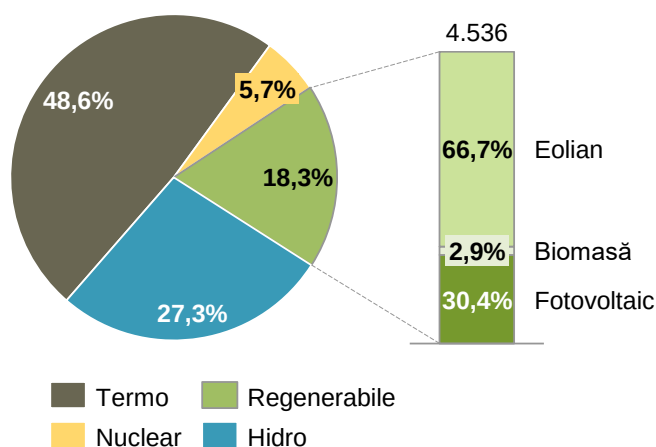
Dinamica puterii instalate aferente perioadei ianuarie – septembrie 2018 versus 2017, este redată în cele ce urmează:

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

Putere instalată 9L 2018 (24.612 MW. valoare brută)



Putere instalată 9L 2017 (24.738 MW. valoare brută)



FLUXURI TRANSFRONTALIERE

Distribuția fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune în primele 9L ale anului 2018 față de aceeași perioadă a anului 2017 se prezintă astfel:

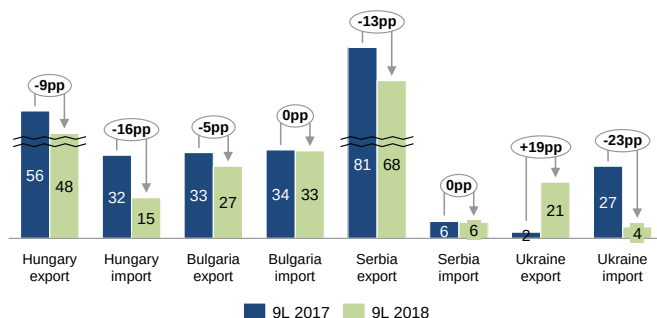
- a crescut exportul și a scăzut importul pe liniile de interconexiune situate în zonele deficitare în producție de energie electrică (pe granițele cu Ungaria și cu Ucraina);
- a scăzut exportul și a crescut importul pe liniile de interconexiune situate în zonele excedentare în producție de energie electrică (pe granițele cu Serbia și Bulgaria)

Concret, comparativ cu primele nouă luni ale anului 2017, fluxurile fizice de export au scăzut cu Bulgaria (39,5% -1.046 GWh) și Serbia (18,9% -284 GWh), în timp ce pe relația cu Ungaria (221% +650 GWh) și Ucraina (847% +387 GWh) au înregistrat creșteri.

Analizând fluxurile fizice de import se observă creșteri pe relațiile cu Bulgaria și Serbia în timp ce pe relația cu Ungaria și Ucraina s-a înregistrat scăderi.

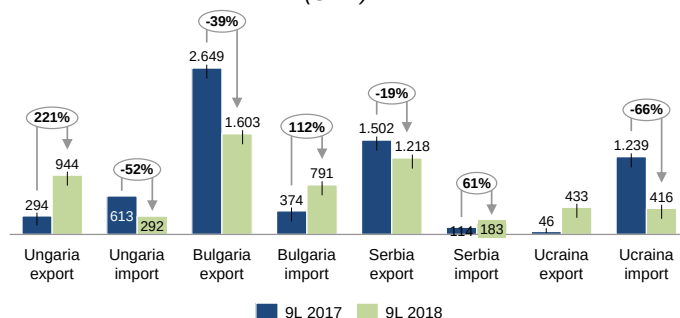
În intervalul ianuarie - septembrie 2018 gradul de utilizare a capacității total alocate pe liniile de interconexiune pentru export a scăzut față de aceeași perioadă a anului 2017 pe majoritatea destinațiilor, înregistrându-se creșteri doar pe relația cu Ucraina (+19pp).

Grad de utilizare a capacității total alocate (%)



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

Fluxuri fizice (GWh)



CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

Comparativ cu primele 9 luni din anul 2017, în 9 luni an 2018, CPT-ul în RET a crescut cu cca. 17,7 %, în timp ce energia intrată în conturul RET a fost mai mare cu doar 0,07 %.

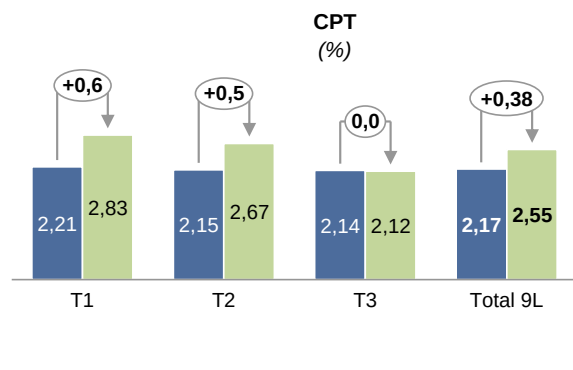
Creșterea a fost datorată în special ca urmare a:

- distribuției dezavantajoase a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune cu sistemele vecine;
- condițiilor meteorologice defavorabile, caracterizate de cantități mai mari de precipitații care au determinat creșterea semnificativă a pierderilor corona.

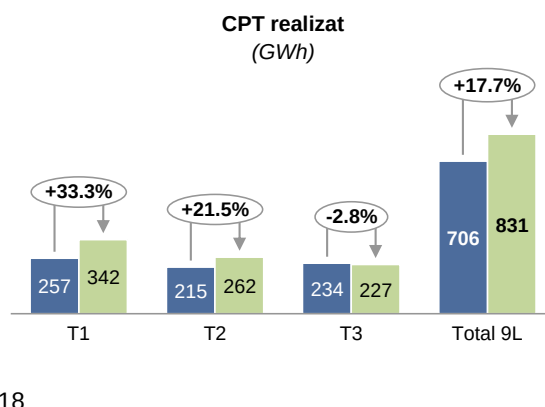
Creșterea semnificativă a pierderilor a avut loc în prima jumătate a anului.

În timp ce pierderile au crescut cu cca. 17,7%, costul total suportat pentru acoperirea acestora a crescut cu cca. 14,6%, în condițiile unei scăderi a prețului mediu de achiziție de cca. 4,3%.

Cantitatea de precipitații înregistrată în primele 9 luni din anul 2018 a fost semnificativ mai mare decât cea din anul 2017, în majoritatea zonelor geografice, contribuind decisiv la creșterea CPT prin creșterea componentei corona.



După cum se observă, factorii care au influențat semnificativ CPT-ul în anul 2018, ca exemplu precipitațiile și distribuția fluxurilor fizice transfrontaliere, nu sunt sub controlul Transelectrica.



FACTORI CREȘTERE CPT FIZIC

În trimestrul I 2018 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 33,26 % comparativ cu perioada similară din 2017, din cauza fluxurilor fizice import/export defavorabile și repartiției dezavantajoase a producției care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse și din cauza condițiilor meteo defavorabile care au determinat creșterea accentuată a pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,21% la 2,83%.

În trimestrul II 2018 CPT-ul în RET a crescut cu cca. 21,5 % comparativ cu perioada similară din 2017, în special din cauza fluxurilor fizice import/export defavorabile în toată perioada analizată. Din cauza repartiției dezavantajoase a producției în luna aprilie, dar și din cauza condițiilor meteo mult defavorabile din luna iunie care au determinat creșterea accentuată a pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,15% la 2,67%.

În luna iulie 2018 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna iulie 2017 cu cca. 10,40%, din cauza fluxurilor fizice import/export dezavantajoase, care au condus la creșterea transportului de energie la distanță față de surse și din cauza condițiilor meteo defavorabile care au determinat creșterea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,02% în 2017 la 2,29% în 2018. Consumul intern net de energie a fost mai mare comparativ cu luna iulie 2017 cu 1,71%. Energia intrată în contur a scăzut cu 2,44% în iulie 2018, față de perioada similară din 2017. Condițiile meteo au fost defavorabile, cantitatea de precipitații înregistrată fiind mai mare decât în anul anterior.

În luna august 2018 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna august 2017 cu cca. 6,96%, în special datorită condițiilor meteo favorabile care au determinat scăderea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,18% în 2017 la 2,04% în 2018. Energia intrată în contur a scăzut cu 0,53% în august 2018, față de perioada similară din 2017.

Cantitatea de precipitații înregistrată în luna august 2018 a fost mai mică decât cea din anul 2017 în toate zonele geografice, cu excepția zonei Oltenia, unde există o creștere de cca. 10%. În Muntenia și Dobrogea, două zone cu densitate mare de linii de 400 kV, scăderea a ajuns până la 39%, respectiv 75%. Acest fapt a determinat reducerea pierderilor în RET cu cca. 6% față de anul anterior.

În luna septembrie 2018 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna septembrie 2017 cu cca. 10,41%, datorită condițiilor meteorologice avantajoase care au condus la reducerea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,21% în 2017 la 2,04% în 2018. Energia intrată în contur a scăzut cu 3,65% în septembrie 2018, față de perioada similară din 2017. Condițiile meteo au fost favorabile, cantitatea de precipitații înregistrată fiind mai mică decât în anul anterior.

În concluzie, **în trimestrul III 2018** CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 2,83% comparativ cu perioada similară din 2017, în special datorită condițiilor meteo favorabile din lunile august și septembrie, care au determinat reducerea semnificativă a pierderilor corona. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,14% la 2,12%.



Investiții

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în primele nouă luni ale anului 2018 a fost de 199,41 mil lei.

În perioada ianuarie-septembrie 2018, cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale sunt reprezentate în principal de constituirea activelor aferente obiectivelor de investiții, astfel:

- LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) – 98,59 mil lei;
- Modernizare Stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava – 16,65 mil lei;
- Modernizare Stația electrică 400/110/10 kV Cluj Est – 13,39 mil lei;
- Înlocuire AT și Trafo în stații electrice - etapa 2 – 11,59 mil. lei;
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție al Stației de 220/110/20 kV Sardanești – 11,04 mil lei;
- Conectarea stațiilor Turnu Măgurele. Mostiștea, Stâlp, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica SA - lotul 2 – 4,51 mil lei;
- Remediere avarie bornele 110-120 din LEA 220 kV București Sud – Ghizdaru – 4,27 mil lei;
- Înlocuire AT 2 - 200 MVA. 231/121/10.5 din Stația 220/110 kV Reșița – 4,25 mil lei;
- Echipamente pentru afișare tip videowall destinate camerelor de comandă aferente centrelor de dispecer DEN/DET – 3,69 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV (D.CA nr. 16/ 2011) – 3,64 mil lei;
- Montare fibră optică și modernizarea sistemului de teleprotecții pe LEA 400 kV d.c. Țanțareni-Turceni și LEA 400 kV s.c. Urechești - Rovinari – 2,85 mil lei;
- Reglementare coexistență LEA 400 kV Mintia - Arad, în tronsonul 15-20, cu Autostrada Lugoj - Deva, lot 4 – 2,69 mil lei;
- Montare fibră optică pe LEA 220 kV Fundeni-Brazi Vest - lotul 1 – 2,39 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 2,15 mil lei;
- Modernizare Stație 110/6 kV din Stația 220/110/6 kV Pestis – 1,83 mil lei;
- Racordare loc de consum Fabrica MDF, amplasat în Arges, comuna Oarja, sat Ceaușești, punctul Armata, tarla 5 și 46, racordare la bara de 110 kV a Stației 220/110/20 kV Pitești Sud printr-o LES 110 kV în lungime de cca 450 m – 1,83 mil lei
- Upgradarea platformelor hardware ale sistemului SCADA din Stația Slatina – 1,79 mil lei;
- Reglementare apropiere LEA 400 kV Mintia - Arad, în tronsonul 35-37, cu Autostrada Lugoj - Deva, lot 4 – 1,50 mil lei;
- Tehnica de calcul - Hardware și Software - Laptop-uri – 1,38 mil lei;
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 0,98 mil lei;
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune 220kV Autostrada Sebeș – Turda, Lot 1, km 0+000 – km 17+000, Secțiunea A – LEA 220 kV d.c. Alba Iulia – Șugag, Gâlceag, km 7+800, în deschiderea 25 – 26 și km 11+080 – borna 15 – 0,73 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcalaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 0,70 mil lei;
- Reglementare coexistență între LEA 400 kV Mintia – Sibiu, în deschiderea 6-8. și autostrada Lugoj - Deva. Lot 4. sector Ilia - Deva km 77+361 - km 99+500 – 0,64 mil lei;
- Modernizare clădire personal Iaz – 0,48 mil lei;
- Înlocuire baterii de acumulatori nr. 1. 2. 3 și 4 din Stația Porțile de Fier – 0,42 mil lei.

ACHIZIȚII DE IMOBILIZĂRI

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale în primele 9 luni ale anului 2018 sunt în sumă de 112,75 mil lei comparativ cu aceeași perioadă a anului 2017 când achizițiile au fost în sumă de 135,20 mil lei.

Soldul imobilizărilor corporale și necorporale în curs de execuție la 30 septembrie 2018 este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu – 42,46 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fâlcu 1 și CEE 18 MW Fâlcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46.88 mil lei;
- Înlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA - componenta software, componenta hardware – 11,44 mil lei;

- Retehnologizare Stația 220 kV Oțelărie Hunedoara – 4.75 mil lei;
- Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor – 14.41 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice. etapa IV – 8,02 mil lei;
- Retehnologizare Stația 220/110 kV Turnu Severin Est – 18,56 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și a LEA Isaccea-Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 10,86 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 10,49 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 – 6.63 mil lei;
- HVDC Link 400 kV (Cablul submarin România - Turcia) – 5,85 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea - Etapa I - Înlocuire bobine compensare. celule aferente și celula 400 kV Stupina – 9,38 mil lei;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava. inclusiv interconectarea la SEN – 6.02 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 4,52 mil lei;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți. pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României – 4,43 mil lei;
- Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidența informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3,20 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 3,70 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 (Stația 220/110 kV Timișoara) – 23,70 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 – 2,88 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III – 2,79 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 2,91 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Răureni – 3,25 mil lei;
- Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 2,57 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 – 2,54 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110 kV Dumbrava – 4.17 mil lei;
- Soluție de securitate pentru implementarea măsurilor de securitate a informațiilor clasificate – 2,02 mil lei;
- Executiv - DCBPA / CPA: Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE "Transelectrica" – 1,62 mil lei;
- Echipare celula 110 kV Nord și schimbare elemente în celula 110 kV Obor 2 din stația 220/110/10 kV Fundeni -1,66 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Ungheni – 0,82 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la noua Stație de (400) 220/110 kV Banca – 1,13 mil lei;
- Realizare comunicație fibră optică între 110 kV Stația Pitești Sud și centru de telecomandă și supraveghere instalații al ST Pitești – 1,11 mil lei;
- Racordarea la RET a Stației 400 kV Stupina și racord LEA 400 kV Isaccea-Varna – 0,87 mil lei;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Tulcea Vest - partea de construcții – 2,73 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET – 0,75 mil lei;
- LEA 400 kV Oradea – Beckescsaba – 0,78 mil lei;
- Stația 400 kV Stâlp – 0,75 mil lei;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV Brazi Vest - Teleajen – Stâlp, inclusiv achiziție AT 400MVA 400/220/20 kV, lucrări de extindere ST – 0,69 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești - 0,81 mil lei;
- Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor LST și intervenție rapidă în SEN - Clădire centru - 1,77 mil lei;
- Racordarea la RET a CEE 33 MW Sarichioi, jud. Tulcea, în celula LEA 110 kV Zebil din Stația 400/110 kV Tulcea Vest – 0,63 mil lei.
- Relocarea rețelelor de înaltă tensiune Autostrada Brașov – Târgu Mureș - Cluj – Oradea, secțiunea 2A Ogra – Câmpia Turzii, lot 2 Iernut – Chețani, km 3+600 – km 21+500 – LEA 220 kV Iernut – Ungheni circuitul 2 – 0,69 mil lei;
- Modernizarea stațiilor 110 kV Bacău Sud și Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova – 0,53 mil lei;
- Înlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA - componenta software, componenta hardware – 7.808 mil lei;
- Licențele software aplicabile în Stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava – 0,24 mil lei;

IMOBILIZĂRI FINANCIARE

Valoarea imobilizărilor financiare la 30 septembrie 2018 comparativ cu aceeași perioadă a anului trecut a înregistrat o creștere determinată în principal de afilierea Companiei la Centrul de Coordonare a Securității la nivel Regional (CCSR) TSCNET Services GmbH prin efectuarea unei tranzacții de cumpărare de acțiuni.

AGA din data nr. 9/05.06.2018 a aprobat afilierea Companiei la Centrul de coordonare a securității din regiune, suma de 2.207 mil lei reprezentând participarea Companiei la capitalul social al TSCNET Services GmbH, plata fiind efectuată în data de 25.06.2018.

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în perioada ianuarie-septembrie 2018 sunt:

- Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Smârdan – 107.2 mil lei;
- Retehnologizarea stației 110 kV Medgidia Sud – 49.77 mil lei;
- Rerehnologizare stația 220/110 kV Hășdat – 49,7 mil lei.
- Rerehnologizare stația 220/110 kV Craiova Nord – 46,1 mil lei.



Evenimente semnificative

EVENIMENTE IULIE - SEPTEMBRIE 2018

• Tarife reglementate aplicabile de la 01 iulie 2018

În data 25.06.2018 Monitorul Oficial nr. 519 prezintă Ordinul ANRE nr.108/20.06.2018 cu privire la 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 iulie 2018 sunt:

Serviciu	Tarif aplicat până la 30 iunie 2018	Tarif aplicabil de la 1 iulie 2018	Diferență
	lei/MWh	lei/MWh	%
I. Transportul energiei electrice	16,86	18,13	+7,5%
II. Servicii de sistem funcționale	1,11	1,11	-
III. Servicii de sistem tehnologice	12,06	10,44	-13,4%

Tarifele aplicabile începând cu 1 iulie 2018 nu vor avea impact asupra prețurilor energiei electrice la clienții finali.

• Moody's îmbunătățește perspectiva ratingului Companiei de la stabil la pozitiv

Agenția Internațională de Rating Moody's Investors Service reconfirmă ratingul acordat anul trecut Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA. respectiv Ba1, cu îmbunătățirea perspectivei de la stabil la pozitiv.

Ratingul Moody's este o opinie obiectivă favorabilă cu privire la capacitatea Transelectrica de a-și onora obligațiile financiare.

Îmbunătățirea perspectivei ratingului de la stabil la pozitiv, conform comunicatului publicat în data de 4 iulie 2018 arată că Transelectrica are valori financiare foarte puternice, stabile și predictibile, un parcurs cu tendințe de dezvoltare caracterizat printr-o

implementare consecventă a normelor de reglementare, precum și faptul că se așteaptă ca această tendință să continue.

• Modificări în componența Directoratului

În ședința din data de 24 august 2018, Consiliul de Supraveghere a desemnat în calitate de membri provizorii ai Directoratului următoarele persoane:

- Adrian-Constantin RUSU
- Andreea Georgiana FLOREA
- Constantin SARAGEA
- Adrian-Mircea TEODORESCU
- Viorel VASIU

Mandatul se acordă pe o durată de 4 luni, începând cu data de 17 septembrie 2018 cu posibilitatea prelungirii, pentru încă două luni.

În conformitate cu prevederile art. 18 alin. (4) din Actul constitutiv al Companiei, Consiliul de Supraveghere alege ca Președinte al Directoratului, (denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – „CEO” – al Societății) al Companiei, începând cu data 17 septembrie 2018, pe domnul Adrian-Constantin RUSU.

• Acceptare mandate membri provizorii Directorat

Declarația de acceptare a mandatelor a fost semnată în fața notarului în datele de 13/14 septembrie 2018, numirea acestora devenind efectivă începând cu data de 17 septembrie 2018.

• Modificări ale legii energiei

În Monitorul Oficial nr. 604 din 16 iulie 2018 a fost publicată Legea nr. 167 din 10 iulie 2018 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

• Recepția lucrărilor de modernizare realizate la Stația electrică de transformare 400/220/110/20 kV Suceava

Compania a inaugurat în data de 27 iulie 2018 lucrările de modernizare realizate la Stația electrică de transformare 400/220/110/20 kV Suceava, un important nod al Rețelei Electrice de Transport care asigură funcționarea în condiții de siguranță a Sistemului Electroenergetic Național și face legătura între provinciile istorice ale țării. Demarate în august 2015, lucrările de modernizare au vizat nivelele de

tensiune de 110 kV și 20 kV și au fost executate de asocieria Siemens SRL - EMSESNS PROD SRL. Investiția are o valoare de peste 24 de milioane de lei și este realizată integral din fonduri proprii ale Companiei. Stația 400/220/110/20 kV Suceava este un important nod energetic din nordul țării atât pentru viitoarea LEA 400 kV Gădălin-Suceava, care va închide inelul de 400 kV între Moldova și Ardeal, cât și pentru viitoarea LEA 400 kV Suceava-Bălți, parte din proiectul de interconectare a sistemelor electroenergetice din România și din Republica Moldova.

- **Finalizarea proiectului “Studii privind noua linie electrică aeriană (LEA) de 400 kV dublu circuit între stațiile Smârdan și Gutinaș”**

CNTEE Transelectrica SA a finalizat derularea proiectului “Studii privind noua linie electrică aeriană (LEA) de 400 kV dublu circuit între stațiile Smârdan și Gutinaș” co-finanțat de Uniunea Europeană, în cadrul programului privind acordarea asistenței financiare pentru acțiuni de interes comun în domeniul rețelelor transeuropene de energie (TEN-E), în baza Deciziei Comisiei Europene din 9 august 2012.

Obiectul proiectului a fost acela de a analiza oportunitatea și necesitatea realizării unei noi LEA 400 kV între stațiile existente Smârdan și Gutinaș, în conformitate cu cerințele ENTSO-E, cu concluziile altor analize efectuate pentru zona de est a Sistemului Energetic Național (SEN) și ținând cont de racordarea în SEN a unor puteri instalate din surse regenerabile sau clasice.

Transelectrica este Operatorul de Transport și de Sistem din România, care gestionează, operează, întreține, modernizează și dezvoltă rețeaua de transport care cuprinde 81 stații electrice de transformare, cu o capacitate de circa 38.058 MVA și 8.834.40 km de linii electrice aeriene de 110/220 kV, 400 kV și 750 kV, aflate în gestiunea a 8 sucursale de transport.

- **Sprijin sponsorizări persoane sinistrate**

Alături de Crucea Roșie, Transelectrica a sprijinit prin sponsorizări pentru proiectele “Uniți pentru comunitate” și “Sprijinirea victimelor inundațiilor 2018” persoanele sinistrate în urma inundațiilor din perioada iunie-iulie 2018. Beneficiarii acestor proiecte au fost persoanele sinistrate din județele Neamț și Vrancea.

Sumele acordate au fost folosite pentru refacerea locuințelor și anexelor gospodărești afectate de viituri, precum și pentru distribuirea de alimente și îmbrăcăminte familiilor sinistrate.

Totodată Transelectrica a sponsorizat și proiectul “Dăruim împreună”, realizat de Crucea Roșie Tulcea, ce a constat în distribuirea de alimente și produse igienico-sanitare familiilor nevoiașе din județul Tulcea.

- **Incident în Stația Cernavodă**

Joi, 16 august, la ora 18.57, în cursul manevrei de revenire în funcțiune cu LEA 400 kV Cernavodă-Constanța Nord, la care s-au realizat lucrări de mentenanță, în stația Cernavodă personalul a efectuat o manevră eronată, care a condus la deconectarea Unității 2 a CNE Cernavodă. Ca urmare a incidentului, Unitatea 2 a CNE nu a declanșat, ci s-a izolat pe serviciile interne. Unitatea 2 a Centralei Nucleare electrice Cernavodă a fost pusă în funcțiune în paralel cu Sistemul Electroenergetic Național la ora 21.05, revenirea la puterea nominală s-a realizat în aproximativ 6 ore. Incidentul nu a avut impact asupra securității nucleare, a instalațiilor și a personalului. De asemenea, nu a fost afectată alimentarea cu energie electrică a consumatorilor.

- **Hotărârea NR. 10 a Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor Companiei din 20 august 2018**

Prin AGEA nr.10 întrunită în ședință în data de 20 august s-a aprobat afilierea CNTEE Transelectrica SA la acționariatul Joint Allocation Office SA – Centrul European de alocare a capacităților de transport transfrontaliere și a împuternicit Directoratul CNTEE Transelectrica SA pentru îndeplinirea tuturor formalităților și documentelor legate de participarea Companiei la capitalul social al Joint Allocation Office.

- **Transelectrica accelerează investițiile în Dobrogea**

CNTEE Transelectrica SA a anunțat finalizarea celei de-a doua etape a proiectului de rețehnologizare a Stației de Transformare 400/110/20 kV Tulcea Vest, investiție care face parte dintr-o serie mai lungă de proiecte finalizate, aflate în curs de execuție sau care urmează să fie demarate de Transelectrica în zona Dobrogei.

Stația 400/110/20 kV Tulcea Vest este un nod important în rețeaua electrică de transport, fiind sursa de alimentare cu energie electrică a municipiului Tulcea, a platformei industriale ce cuprinde în principal ALUM Tulcea și Șantierul naval Tulcea. Rețehnologizarea Stației Tulcea Vest contribuie la creșterea siguranței în funcționare SEN în zona de sud-est prin introducerea echipamentelor noi de înaltă performanță tehnologică, precum și la scăderea riscului în alimentarea Dobrogei cu energie electrică. Procesul de rețehnologizare al stației s-a desfășurat în

două etape: prima etapă în perioada 2013-2015 și cea de-a doua etapă în perioada 2017-2018.

Transelectrica a finalizat, are în execuție și în curs de demarare, un număr de șase proiecte majore cu o valoare totală de peste 390 milioane lei:

- **Retenologizarea Stației 400/110/20 kV Tulcea Vest** – etapa a doua a procesului de retenologizare recepționată în luna septembrie 2018
- **Retehnologizarea Stației 400 kV Isaccea** – în execuție, finalizare etapa 1 în anul 2019, finalizare etapa 2 în anul 2025
- **Retehnologizarea Stației Medgidia Sud 400/110/20 Kv** – termen de finalizare anul 2021
- **Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400 kV Isaccea** – termen de finalizare anul 2020
- **Medgidia Sud – LEA 400 kV dublu circuit Constanța Nord** – termen de finalizare anul 2024
- **LEA 400KV Tulcea Vest – Isaccea** – investiție în valoare de 3.673 mil lei finalizată în anul 2017

• **Afilieră CNTEE Transelectrica SA la TSCNET**

În data de 25 septembrie 2018 CNTEE Transelectrica SA anunță afilierea în calitate de acționar al TSCNET Services cu sediul la Munchen, unul dintre Coordonatorii Regionali de Securitate (RSC) pentru rețeaua europeană de transport al energiei.

Prin afilierea României, TSCNET va oferi servicii de securitate a rețelei către operatorii de rețea din douăsprezece țări europene.

Transelectrica este cel de-al 15-lea acționar al TSCNET.

Afilieră CNTEE Transelectrica SA la Centrul de coordonare a securității din regiunea CORE, TSCNET Services, a fost aprobată de Adunarea Generală a Acționarilor CNTEE Transelectrica SA, în ședința din data de 5 iunie 2018.

• **Hotărârea NR. 11 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 28 septembrie 2018**

Adunarea Generală ordinară a acționarilor întrunită în ședință în data de 28 septembrie 2018 a numit în calitate de membri provizorii ai Consiliului de Supraveghere a CNTEE Transelectrica SA, durata mandatului fiind de două luni începând cu data de 30 septembrie 2018, următoarele persoane:

- Gheorghe OLTEANU

- Ion CIUCULETE
- Liviu ILAȘI
- Adrian MITROI
- Alin-Sorin MITRICĂ
- Fănel MIHALCEA
- Constantin DUMITRU

În aceeași ședință se aprobă încetarea pe cale amiabilă a contractului de audit financiar cu societatea Deloitte Audit SRL .

• **Hotărârea NR. 12 a Adunării Generale Ordinare a Acționarilor Companiei din 28 septembrie 2018**

Adunarea Generală ordinară a acționarilor întrunită în ședință în data de 28 septembrie 2018 a aprobat Bugetul de Venituri și Cheltuieli rectificat pentru anul 2018, și a aprobat durata contractului de audit financiar de 3 ani cu mandatarea Directoratului Companiei pentru demararea procedurii de achiziție în vederea supunerii spre aprobare AGA a contractării serviciilor de audit financiar.

EVENIMENTE ULTERIOARE

• **Fitch Ratings reconfirmă ratingul Companiei BBB perspectivă stabilă**

În data de 12 octombrie 2018 Compania a anunțat faptul că Agenția internațională de rating de credit Fitch Ratings a reconfirmat ratingul pe termen lung al Companiei la nivelul celui înregistrat în anul 2017 respectiv BBB perspectivă stabilă.

Aprecierea obținută de Transelectrica este aferentă celui de-al treilea ciclu de reglementare în vigoare până la jumătatea anului 2019 și a avut în vedere în principal abordarea conservatoare a bilanțului și trendul ascendent al rezultatelor financiare ale Companiei, ambele fiind susținute de reglementările naționale privind transportul energiei electrice.

Rating-ul reconfirmat de Fitch arată profilul individual de credit al Companiei.

• **Conferința RSEEC 2018**

În intervalul 3-5 octombrie s-a desfășurat la Universitatea Politehnică București a patra ediție a RSEEC, eveniment internațional la care Transelectrica a fost coorganizator alături de Comitetul Național Român CIGRE și de Universitatea Politehnică București.

• **Conferința Internațională Electrical and Power Engineering (EPE 2018)**

În data de 18 octombrie 2018 a avut loc la Iași Conferința Internațională Electrical and Power

Engineering (EPE 2018) care a fost organizată de Universitatea Tehnică "Gheorghe Asachi" în parteneriat cu CNTEE Transelectrica SA, CNR CIGRE și Comisia Energetică a Academiei Române. La acest eveniment au fost prezenți membrii Directoratului, conducerea executivă și tehnică a Companiei, un punct de referință pe agenda evenimentului fiind masa rotundă cu subiectul "Assets modernization and operation" unde au fost susținute prezentări de către reprezentanți ai Companiilor de utilități, reprezentanți din mediul industrial, universitar și academic.

- **Incident în stația Stupărei**

Pe fondul unor lucrări de montare a unor echipamente în circuitele secundare, desfășurate de către SMART SA, luni 22 octombrie 2018 la ora 11.36, Stația Electrică de Transformare 220/110 kV Stupărei (județul Vâlcea) a rămas fără tensiune. Incidentul a afectat stațiile din zona de sud a județului Vâlcea, rezultând un consum întrerupt de aproximativ 35MW. Remedierea incidentului și realimentarea consumatorilor s-a realizat între 12 și 15 minute, cu excepția unui consumator industrial, care a fost realimentat după 23 de minute.

- **Acord de încetare servicii financiare de audit**

În urma Hotărârii AGOA nr. 11 din 28 septembrie 2018, prin care acționarii au aprobat încetarea, pe cale amiabilă, a contractului de audit financiar nr. C210/2017, solicitată de societatea Deloitte Audit SRL. Compania a semnat Acordul de încetare în data de 10.10.2018.

- **Achitarea de către ASITO KAPITAL SA a sumei de 31,18 mil lei**

În data de 06.11.2018, ASITO KAPITAL SA a achitat Companiei suma de 31,18 mil lei conform Hotărâre Civilă nr. 4067/2017, reprezentând suma de 2.237.750,83 euro avans nerestituit și garantat prin scrisoarea de garanție pentru plata avansului nr. BR-1500544/18.11.2015, precum și suma de 4.821.022,53 euro (echivalentul sumei de 21,23 mil lei la cursul de 4,4041 lei/euro reprezentând avans nerestituit și garantat prin scrisoare de garanție pentru plata avansului nr. BR-1500520/29.07.2015.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

Structura acționariatului Companiei la data de 30.09.2018 este următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni
Statul român	43.020.309
Dedeman SRL	4.503.567
Alți acționari - persoane juridice	20.310.286
Alți acționari - persoane fizice	5.468.680
Total	73.303.142

COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

Adrian-Constantin RUSU	Președinte Directorat
Andreea Georgiana FLOREA	Membru Directorat
Constantin SARAGEA	Membru Directorat
Viorel VASIU	Membru Directorat
Adrian-Mircea TEODORESCU	Membru Directorat

TARIFE

Tarifele aprobate de ANRE (Ordinul nr. 108/2018) sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Index	Tarif	u.m	Valoare aprobată		Diferență %	Valoare aprobată		Diferență %
			Perioada de raportare			Perioada de raportare		
			1 ianuarie-30 septembrie 2017			1 ianuarie-30 septembrie 2018		
			1 ian-30 iunie	1 iulie-30 sept		1 ian-30 iunie	1 iulie-30 sept	
A	Transportul energiei electrice	lei/M Wh	18,70	16,86	-9,8%	16,86	18,13	+7,5%
B	Serviciul funcțional de sistem	lei/M Wh	1,30	1,11	-14,6%	1,11	1,11	-
C	Serviciul tehnologic de sistem	lei/M Wh	11,58	9,39	-18,9%	12,06	10,44	-13,4%
	Cantitate tarifată	TWh	52,0	54,0	-	54,0/55,0 ²	55,4	-

În continuare sunt prezentați factorii care au avut un aport semnificativ la modificarea tarifelor în cadrul ultimei revizuiți operate de către ANRE (tarife cu intrare în vigoare la 01.07.2018).

² Cantitatea de energie electrică utilizată la aprobarea tarifului de transport și a tarifului pentru serviciul funcțional de sistem a fost de 54,0 TWh (1 iulie 2017), iar cantitatea de energie electrică utilizată la aprobarea tarifului pentru serviciul tehnologic de sistem (1 ianuarie 2018) a fost de 27,5 TWh pentru semestrul I 2018 (55,0 TWh anualizat)

Serviciul de transport al energiei electrice

Creșterea tarifului **(+7,5%)** este explicată, în principal, de doi factori:

1. Corecțiile ex-post - corecțiile aplicate pentru compensarea diferențelor între valorile prognozate utilizate în calculul tarifului în anii tarifari precedenți și valorile efective înregistrate (corecții finale pentru anul 1 iulie 2016 - 30 iunie 2017, corecții preliminare pentru anul 1 iulie 2017 - 30 iunie 2018) au fost negative însă mai mici în valoare absolută față de cele aplicate în tariful în vigoare. Contribuția corecțiilor ex-post la creșterea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **+6,5%**;

Dintre elementele de calcul care au făcut obiectul corecțiilor ex-post aplicate în calculul noului tarif aprobat, cele mai importante sunt: (i) prețul achiziționării energiei electrice pentru acoperirea consumului propriu tehnologic, (ii) indicele inflației, (iii) utilizarea unei părți din veniturile obținute din alocarea capacității de interconexiune ca sursă complementară tarifului reglementat în scopul acoperirii costurilor reglementate, (iv) creșterea consumului de energie electrică peste nivelul prognozat de ANRE la proiectarea tarifului, (v) corecția parțială de investiții;

2. Inflația prognozată utilizată în calculul noului tarif aprobat a fost mai mare față de inflația prognozată utilizată în calculul tarifului aprobat pentru anul în curs (indicele inflației utilizat la calcularea noului tarif este superior indicelui inflației utilizat în calculul tarifului pentru anul tarifar în curs). Contribuția diferenței indicelui de inflație la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **+4,6%**.

Pe lângă corecțiile pozitive au existat alți factori care au contribuit la stabilirea valorii tarifului aprobat cu intrare în vigoare la 01.07.2018 față de valoarea tarifului în vigoare până la 30.06.2018:

➤ Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele, a fost majorată de la 54,0 TWh la 55,4 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful în vigoare este în procent de **-2,5%**.

➤ Venitul anual de bază calculat ca sumă a costurilor reglementate anuale stabilite pe baza prognozei de costuri pe 5 ani aprobată de ANRE pentru perioada de reglementare 01.07.2014-30.06.2019, este ușor mai mare decât venitul anual de bază corespunzător anului tarifar în curs. Liniarizarea

seriei de venituri anuale în cadrul perioadei de reglementare a condus la o redistribuire a veniturilor anuale în cadrul perioadei în condițiile menținerii valorii totale a venitului cumulat pe 5 ani, evoluția veniturilor de la un an la următorul aflându-se sub incidența unei pante negative de descreștere. Contribuția cumulată a celor două elemente prezentate în cadrul prezentului paragraf la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **-1,0%**.

Serviciul funcțional de sistem

Menținerea tarifului a fost determinată de următoarele elemente de calcul individuale al cărora efect net cumulat a fost zero:

➤ Corecția ex-post negativă inclusă în noul tarif a fost mai mică în valoare absolută față de corecția negativă aplicată în tariful anului precedent. Contribuția corecției ex-post la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **+6,0%**;

➤ Prognoza anuală de costuri recunoscute în noul tarif aprobat este mai mică decât prognoza anuală de costuri inclusă în tariful anului în curs. Contribuția reducerii prognozei anuale de costuri la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **-3,4%**;

➤ Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele, a fost majorată de la 54,0 TWh la 55,4 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **-2,5%**.

Serviciul tehnologic de sistem

Scăderea tarifului **(-13,4%)** a fost determinată de:

➤ Corecția ex-post negativă inclusă în noul tarif aprobat, stabilită conform metodologiei aplicabile pentru compensarea parțială (în proporție de 80%) a profitului acumulat până la 30.06.2017. Profitul obținut în perioada menționată a fost realizat în principal pe fondul reducerii semnificative a prețurilor unitare de achiziție prin licitație a serviciilor tehnologice de sistem față de prețurile unitare prognozate de ANRE și incluse anticipativ în calculul tarifelor aprobate. În scopul atenuării impactului asupra tarifului reglementat, la solicitarea Transelectrica, ANRE a stabilit un program de eşalonare a aplicării corecției pe doi ani tarifari, în 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018 și 1 iulie 2018 – 30 iunie 2019, pe baza căruia în tariful nou aprobat a fost aplicată a doua tranșă a corecției aferente anului tarifar 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017 și partea rămasă nerealizată din prima tranșă. Contribuția corecției ex-post la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **-18,0%**;

➤ Prognoza anuală de costuri recunoscute în noul tarif pentru achiziționarea serviciilor tehnologice de sistem în anul tarifar 1 iulie 2018 - 30 iunie 2019 este mai mare decât prognoza de costuri recunoscută în semestrul I 2018 (semestrul II al anului tarifar 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018). Creșterea prognozei de costuri a fost determinată de creșterea prețurilor de achiziție prin licitație a serviciilor tehnologice de sistem în perioada tarifară în curs față de prețurile prognozate de ANRE. Contribuția creșterii prognozei anuale de costuri la creșterea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de **+5,4%**;

➤ Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele, a fost majorată de la 55,0 TWh la 55,4 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la

scăderea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este în procent de **-0,7%**.

Cadrul de reglementare a activității de servicii tehnologice de sistem (Ordinul ANRE nr. 45/2017) conține mecanisme de ajustare a tarifului după o perioadă de minimum șase luni de la aprobarea tarifului, menite să asigure recuperarea integrală în timp a costurilor suportate de Companie cu achiziția acestor servicii. Compania va solicita autorității de reglementare aplicarea acestor mecanisme la 1 ianuarie 2019.

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 109.0831.70 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 109.0831.70 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 - reclamant 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. Termenul de judecată a fost stabilit pentru data de 13.12.2018.

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 plata 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 formulate 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. La data de 28.06.2018 se acordă termen pentru continuarea procedurii, respectiv pentru predarea cantității de apă grea, consolidarea masei credale după soluționarea tuturor contestațiilor, continuarea tuturor procedurilor de recuperare a creanțelor, reprezentarea societății debitoare în instanță pentru recuperarea creanțelor, finalizarea evaluării patrimoniului, întocmirea regulamentelor de vânzare și continuarea activităților de valorificare a bunurilor societății la data de 11 octombrie 2018.

S-a stabilit termen de continuare procedură data de 14.02.2019.

▪ 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 părâtă 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 părâtă să plătească reclamantei suma de 121.375 lei cheltuieli de judecată (parțial onorarii de expert și taxă judiciară de timbru). Document hotărâre 2771/2018 13.06.2018.

Document: Hotărâre 2771/2018. La data prezentului raport Decizia nu este redactată.

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, CNTEE Transelectrica SA 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 în curs de soluționare pe rolul Curții de Apel București și al Înaltei Curți de Casație și Justiție.

▪ 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^1) de către ANRE conform Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul

¹ RRR - Rata Reglementată de Rentabilitate este întâlnită în literatura de specialitate sub denumirea prescurtată de $WACC$ – Weighted Average Cost of Capital – în traducere Costul Mediu Ponderat al Capitalului, formula celor doi indicatori fiind asemănătoare: $RRR = WACC = CCP + Kp/(1 - T) + CCI \times Ki$

ANRE nr. 53/ 2013 ("Metodologie"), au determinat o valoare a RRR de 7,7%.

La termenul din data de 27.03.2018 onorariul de expert pus în sarcina reclamantei a fost achitat și se va dispune revenirea cu adresă către expert pentru a efectua și depune la dosar raportul de expertiză încuviințat

La termenul din data de 25.09.2018 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. Se acordă un nou termen de judecată **22.01.2019**

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

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.

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, materia litigiu cu profesioniști.

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.

ROMENERGY INDUSTRY SRL

Dosarul nr. **2088/107/2016** este pe rolul Tribunalului Alba.

Transelectrica a depus cerere înscriere la masa credală cu suma de 16.112.165 lei. Creanța a fost admisă și înscrisă în Tabelul preliminar.

Soluția pe scurt: Aprobă Raportul asupra fondurilor obținute din lichidare și Planul de distribuire a acestora, în baza art. 160 alin.5 din Legea 85/2014. Fixează termen la 10.12.2018, 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. Document: Încheiere de şedinţă 17.09.2018

▪ **ASITO KAPITAL SRL**

Obiectul dosarului cu nr. 24552/3/2017 este "ordonanţare de plată – pretenţii", valoarea litigiului fiind de 31.180.857.96 lei.

La termenul din 07.11.2017 după deliberare Tribunalul Bucureşti a pronunţat următoarea soluţie pe scurt:

- Admite cererea.

- Ordonă debitoarei să plătească în termen de 20 de zile de la comunicarea prezentei hotărâri suma de 2.237.750.83 euro (echivalentul sumei de 9.948.592.64 lei la cursul de 4.4458 euro) reprezentând avans nerestituit şi garantat prin scrisoarea de garanţie pentru plata avansului nr. BR-1500544/18.11.2015;

- Ordonă debitoarei să plătească în termen de 20 de zile de la comunicarea prezentei hotărâri suma de 4.821.022.53 euro (echivalentul sumei de 21.233.265.32 lei la cursul de 4.4041 lei/euro), reprezentând avans nerestituit şi garantat prin scrisoare de garanţie pentru plata avansului nr. BR-1500520/29.07.2015;

- Ordonă debitoarei să plătească în termen de 20 de zile de la comunicarea prezentei hotărâri suma de 200 lei cu titlu de cheltuieli de judecată. Cu drept de cerere în anulare în termen de 10 zile de la comunicare. Document: Hotărâre 4067/2017 - 07.11.2017.

La data întocmirii prezentului raport Hotărârea 4067/2017-07.11.2017 a fost redactată şi comunicată ambelor părţi. La data de 01.11.2018 Hotărârea 4067/2017 - 07.11.2017 a fost legalizată şi a fost înaintată BEJ Răileanu în vederea punerii în executare a titlului executoriu.

Pe rolul Tribunalului Constanţa se află dosarul nr. 2236/118/2017 privind cererea de înscriere la masa credală a Elcomex IEA SA cu suma de 31.189.486,75 lei. Creanţa a fost înscrisă la masa credală sub condiţia executării scrisorilor de garantare a avansului emise de Asito Kapital. Termen continuare procedură: **07.12.2018.**

• **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 adiţional la contractul de racordare sau un nou contract de racordare şi a solicitat despăgubiri pentru cheltuielile suportate până la acel moment în sumă de 17.4 mil lei şi profiturile nerealizate pe perioada 2013-2033 în sumă de 722.756.000 EUR. Până în acest moment, Compania

nu a încheiat un act adiţional la contractul de racordare întrucât condiţiile 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 situaţii financiare sumele pretinse de Conaid Company SRL au fost considerate drept datorii contingente întrucât este improbabil ca pentru decontarea acestei obligaţii vor fi necesare ieşiri de resurse încorporând beneficii economice, iar valoarea obligaţiei nu poate fi evaluată suficient de credibil. Dosarul nr. 5302/2/2013 s-a aflat pe rolul Înaltei Curţii de Casaţie şi Justiţie. Secţia Contencios Administrativ şi Fiscal, având ca obiect obligare emitere act administrativ, stadiul procesual – recurs, termenul de judecată fiind 09.12.2015. La acest termen, Înalta Curte de Casaţie şi Justiţie a admis, în principiu, recursurile şi a fixat termen de judecată, pe fond, a recursurilor la data de 08 aprilie 2016. Complet 4, cu citarea părţilor.

Judecarea cauzei a fost amânată pentru data de 17.06.2016, când instanţa a rămas în pronunţare, amânând pronunţarea la data de 29.06.2016, când a pronunţat Decizia nr. 2148/2016, prin care a dispus următoarele: "Respinge excepţiile invocate de recurenta-reclamantă Conaid Company S.R.L., prin administrator judiciar RVA Insolvency Specialists SPRL şi de recurenta-pârâtă Compania Naţională de Transport a Energiei Electrice Transelectrica S.A. Admite recursul declarat de pârâta Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva încheierii de şedinţă din 18 februarie 2014 şi a sentinţei civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VIII-a contencios administrativ şi fiscal. Casează încheierea atacată şi sentinţa în parte şi trimite cauza la Tribunalul Bucureşti – Secţia a VI-a civilă spre soluţionare a acţiunii reclamantei în contradictoriu cu Compania Naţională de Transport a Energiei Electrice Transelectrica S.A. Menţine celelalte dispoziţii ale sentinţei în ceea ce priveşte acţiunea reclamantei împotriva Autorităţii Naţionale de Reglementare în Domeniul Energiei. Respinge recursurile declarate de reclamanta Conaid Company S.R.L., prin administrator judiciar RVA Insolvency Specialists SPRL şi de intervenienta Duro Felguera S.A. împotriva sentinţei civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunţată de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VIII-a contencios administrativ şi fiscal. Respinge recursul declarat de pârâta Compania Naţională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva încheierii de şedinţă din 25 martie 2014, pronunţate de Curtea de Apel Bucureşti – Secţia a VIII-a contencios administrativ şi 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.

▪ **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.

Stadiu dosar: în procedură preliminară de comunicare acțiune și formulare întâmpinare. Termen de judecată: **29.11.2018.**

▪ **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.

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. Pronunțată în ședință publică.

Document: Încheiere - Suspendare 17.04.2018

Pe rolul Curții de Apel se află în procedură preliminară dosarul nr. 1802/2/2018 prin care Compania a contestat actul administrativ fiscal Decizia 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.

La termenul de judecată din 06.11.2018 a fost admisă administrarea probei cu expertiza în specializarea contabilitate – fiscalitate.

Următorul termen de judecată în dosar a fost stabilit pentru data de **08.01.2019**.

Totodată, Compania este implicată și în litigii cu foști membri ai Directoratului și Consiliului de Supraveghere, cu privire la contractele de mandat încheiate între Companie și aceștia.



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]. cifre neauditate	30 septembrie 2018	31 decembrie 2017 Cf.HAGA nr.6/30.04.2018	Δ	Δ (%)
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	2.917	3.044	(127)	(4)%
Imobilizări necorporale	23	16	8	51%
Imobilizări financiare	80	78	2	3%
Total active imobilizate	3.021	3.138	(117)	(4)%
Active circulante				
Stocuri	35	32	3	8%
Creanțe	774	819	(44)	(5)%
Alte active financiare	0	0	0	n/a
Numerar și echivalente	651	521	131	25%
Total active circulante	1.460	1.371	89	6%
TOTAL ACTIVE	4.481	4.509	(28)	(1)%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
Capital social .din care	733	733	0	n/a
<i>Capital social subscris</i>	733	733	0	n/a
Prima de emisiune	50	50	0	n/a
Rezerve legale	119	119	0	n/a
Rezerve din reevaluare	467	500	(33)	(7)%
Alte rezerve	63	57	6	10%
Rezultat reportat	1.390	1.259	131	10%
Total capitaluri proprii	2.821	2.718	103	4%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	395	411	(16)	(4)%
Împrumuturi	149	195	(46)	(23)%
Datorii privind impozitele amânate	24	25	(1)	(5)%
Obligații privind beneficiile angajaților	53	53	0	0%
Total datorii pe termen lung	620	684	(63)	(9)%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	679	700	(21)	(3)%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	8	9	(1)	(11)%
Împrumuturi	263	317	(54)	(17)%
Provizioane	42	42	1	(2)%
Venituri în avans pe termen scurt	48	41	7	16%
Total datorii curente	1.040	1.108	(69)	(6)%
Total datorii	1.660	1.792	(132)	(7)%
Total capitaluri proprii și datorii	4.481	4.509	(28)	(1)%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON], cifre neauditate									
Indicator	T3 2018	T3 2017	9L 2018	9L 2017	Bugetat 2018	Realizat 2018 vs 2017 9L	Realizat 2018 vs 2017 9L (%)	Realizat vs Bugetat 9L 2018	Realizat vs Bugetat 9L 2018 (%)
Venituri din exploatare									
Venituri din serviciile de transport	266	240	771	794	768	(23)	(3)%	3	0%
Venituri din serviciile de sistem	155	142	530	497	540	33	7%	(10)	(2)%
Venituri din piața de echilibrare	167	280	498	1.085	742	(587)	(54)%	(244)	(33)%
Alte venituri	11	13	33	38	32	(5)	(13)%	1	3%
Total venituri din exploatare	599	675	1.832	2.414	2.082	(582)	(24)%	(250)	(12)%
Cheltuieli din exploatare									
Cheltuieli privind operarea sistemului	62	63	212	192	199	20	10%	13	7%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	167	280	498	1.085	742	(587)	(54)%	(244)	(33)%
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	187	183	497	502	509	(5)	(1)%	(12)	(2)%
Amortizare	75	78	226	234	245	(8)	(3)%	(19)	(8)%
Salarii și alte retribuiții	48	44	137	132	144	5	4%	(7)	(5)%
Reparații și mentenanță	27	23	65	58	75	7	12%	(10)	(13)%
Materiale și consumabile	3	2	7	5	13	2	40%	(6)	(46)%
Alte cheltuieli din exploatare	28	29	76	105	96	(29)	(28)%	(20)	(21)%
Total cheltuieli din exploatare	597	703	1.718	2.313	2.023	(595)	(26)%	(305)	(15)%
Profit din exploatare	2	(28)	114	101	59	13	13%	55	93%
Venituri financiare	6	4	14	16	6	(2)	(13)%	8	133%
Cheltuieli financiare	(7)	(10)	20	30	18	(100)	(33)%	2	11%
Rezultat financiar net	(1)	(5)	(6)	(14)	(12)	7	54%	6	50%
Profit înainte de impozitul pe profit	1	(34)	108	87	47	21	24%	61	130%
Impozit pe profit	920	0	10	22	7	(12)	(55)%	3	43%
Profitul exercițiului	(0,5)	(34)	98	65	40	33	51%	58	145%

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]. cifre neauditate	9L 2018	9L 2017	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul perioadei	98	65	33
Ajustări pentru:			
Cheltuiala cu impozitul pe profit	10	22	(12)
Cheltuieli cu amortizarea	226	234	(8)
Cheltuieli cu ajustările pentru deprecierea creanțelor comerciale	9	40	(31)
Reversarea ajustărilor pentru deprecierea creanțelor comerciale	(9)	(8)	(1)
Venituri nete cu ajustările pentru deprecierea debitorilor diverși	0	0	n/a
Cheltuieli nete cu ajustările pentru deprecierea stocurilor	0	0	(0)
(Profit)/pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net	0	1	(1)
Cheltuieli nete cu ajustările de valoare privind imobilizările corporale	1	1	(0)
Cheltuieli/(venituri) privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli, net	1	(8)	9
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	7	13	(7)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	342	360	(18)
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate - energie și alte activități	(19)	(131)	111
Clienți – echilibrare	35	120	(85)
Clienți - cogenerare	29	(47)	76
Stocuri	(3)	(2)	(1)
Datorii comerciale și alte datorii - energie și alte activități	140	8	132
Datorii – echilibrare	(59)	(154)	95
Datorii – cogenerare	(95)	(33)	(62)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(1)	(1)	0
Venituri în avans	(15)	(18)	3
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	354	103	251
Dobânzi plătite	(6)	(8)	2
Impozit pe profit plătit	(11)	(8)	(3)
Numerar net din activitatea de exploatare	336	87	250
Fluxuri de trezorerie utilizate în activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(113)	(135)	22
Încasări din finanțare nerambursabilă CE	12	-	n/a
Dobânzi încasate	6	4	1
Titluri de participare deținute la TSC NET	(2)	-	n/a
Încasări din vânzarea de imobilizări corporale	1	-	n/a
Dividende încasate	1	2	(1)
Alte active financiare	-	135	(135)
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(96)	6	(102)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de finanțare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(108)	(125)	17
Dividende plătite	(1)	(165)	164
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(110)	(291)	181
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	132	(198)	328
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	521	934	(413)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	651	736	(85)

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare – rezultate neauditate

Indicatori	Formula de calcul	9L 2018	9L 2017
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,40	1,78
Indicatorii gradului de îndatorare (x)**:			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	14,62	13,24
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	12,76	11,69
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times \text{nr.zile}}{\text{Cifra de afaceri}}$	83,87	61,12
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,60	0,75

*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.

**În calculul indicatorilor gradului de îndatorare aferente perioadei de raportare 9L 2018 a fost luată în calcul atât porțiunea pe termen lung cât și pe termen scurt a împrumuturilor angajate de Companiei. Pentru perioada de 9 luni aferente anului 2017 a fost reflectată doar porțiunea pe termen lung a împrumuturilor angajate de Companie. Pentru comparabilitate, varianta recalculată a indicatorilor pentru 9 luni 2018, indicatorii se prezintă astfel :
grad îndatorare (1) = 5,30% , grad îndatorare (2) = 5,03%

ANEXA 5 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în trimestrul III/ 2018 pentru achiziția de bunuri, servicii și lucrări, a căror valoare este mai mare de 500.000 Euro/achiziție (pentru achizițiile de bunuri și lucrări) și respectiv de 100.000 Euro/achiziție (pentru servicii)

Nr. Crt.	Numar Contract	Obiectul Contractului	Durata	Valoarea		Tip Contract	Temeiul Legal	Procedura de Achiziție
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 145/2018	Retehtnologizare stația 110 kv Medgidia Sud	29 luni	0.00	10.681	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
2	C 190/2018	Modernizare stația 400(220)/110/20 kV Munteni	34 luni	43.306	0.00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
3	C 185/2018	Înlocuire AT și TRAFU în stații electrice - etapa 2, faza 2 - LOT I (8 AT-uri 200 MVA)	43 luni	0.00	8,498,	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
4	C 131/2018	LOT 3 - celule mobile de 110 kv	7.2 luni	0.00	1,934,	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
5	SB 28/2018	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție la obiectivele ST Sibiu	36 luni	6.678	0.00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
6	SB 35/2018	Înlocuire AT2 220/110 kV în stația Gheorgheni	12 luni	6.088	0.00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
7	C 186/2018	Înlocuire AT și TRAFU în stații electrice - etapa 2, faza 2 - LOT II (4 TRAFU 16 MVA)	25 luni	0.00	1.125	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
8	C 161/2018	Servicii de telefonie mobilă și internet mobil (acord cadru)	36 luni	0.00	382	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă
9	BC 558/2018	Servicii de întocmire documentații topo-cadastrale în vederea întabulării suprafețelor de teren expropriate aferente investiției LEA 400 kV D.C. Cernavodă-Stâlp cu racord în stația Gura Ialomiței	12 luni	942	0.00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
10	C 177/2018	Contract subsecvent nr. 1 la acordul cadru nr. C 161/2018 - "Servicii de telefonie mobilă și internet mobil"	15 luni	0.00	159	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Reofertare
11	CR 41/2018	Servicii specializate de pază la obiectivele ST Craiova pe durata de 3 luni	3 luni	482	0.00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Negociere fără invitație prealabilă la o procedură concurențială de ofertare
12	CT 703/2018	Servicii de cosire și îndepărtare a vegetației în stațiile ST Constanța	24 luni	474	0.00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație deschisă

ANEXA 6: Principalii clienți și furnizori

Nr. crt	Clienți principali	Rulaj 9L 2017 (mil lei)	Clienți principali	Rulaj 9L 2018 (mil lei)
1	CIGA ENERGY SA	758	REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE	71
2	OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICA ȘI DE GAZE	523	ELECTRICA FURNIZARE SA	31
3	SOCIETATEA ENERGETICĂ ELECTRICA SA	368	ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA	58
4	ELECTRICA FURNIZARE SA	309	CIGA ENERGY SA	30
5	E.ON ENERGIE ROMÂNIA SA	256	MAVIR MAGYAR VILLAMOSENERGIA-IPARI ATVITELI RENDSZ	4
6	ENEL ENERGIE MUNTENIA SA	246	ENEL ENERGIE MUNTENIA SA	16
7	ENEL ENERGIE SA	227	E.ON ENERGIE ROMANIA SA	14
8	MAVIR MAGYAR VILLAMOSENERGIA-IPARI ATVITELI RENDSZ	187	ENEL ENERGIE SA	14
9	CEZ VÂNZARE SA	151	SOCIETATEA COMPLEXUL ENERGETIC OLTENIA SA	11
10	SOCIETATEA COMPLEXUL ENERGETIC OLTENIA SA	143	CINTA ENERGY SA	11

Nr. crt	Furnizori principali	Rulaj 9L 2017 (mil lei)	Furnizori principali	Rulaj 9L 2018 (mil lei)
1	HIDROELECTRICA SA	1,170	HIDROELECTRICA SA	156
2	MAVIR MAGYAR VILLAMOSENERGIA-IPARI ATVITELI RENDSZERIRANYITO ZRT	533	ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA	62
3	SOCIETATEA COMPLEXUL ENERGETIC OLTENIA SA	531	REGIA AUTONOMĂ PENTRU ACTIVITĂȚI NUCLEARE	51
4	ELECTROCENTRALE BUCUREȘTI SA	463	MAVIR MAGYAR VILLAMOSENERGIA-IPARI ATVITELI RENDSZERIRANYITO ZRT	22
5	SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE GAZE NATURALE ROMGAZ SA	344	SOCIETATEA COMPLEXUL ENERGETIC OLTENIA SA	21
6	COMPLEXUL ENERGETIC HUNEDOARA SA	300	SOCIETATEA NAȚIONALĂ DE GAZE NATURALE ROMGAZ SA	13
7	OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICA ȘI DE GAZE NATURALE OPCOM SA	259	OPERATORUL PIEȚEI DE ENERGIE ELECTRICA ȘI DE GAZE NATURALE OPCOM SA	12
8	VEOLIA ENERGIE PRAHOVA SRL (fost Dalkia)	87	COMPLEXUL ENERGETIC HUNEDOARA SA	11
9	ENERGOBIT SA	72	CNTEE TRANSELECTRICA SA	9
10	ELECTROCENTRALE GALAȚI SA	71	CIGA ENERGY SA	7

Anexa 7 – Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București, operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„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
„ENTSO(E)”	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem pentru Energie Electrică
„HG”	Hotărâre a Guvernului
„IFRS”	Standardele Internaționale de Raportare Financiară
„JPY”	Yenul japonez, moneda oficială a Japoniei
„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
„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