



---

**CNTEE TRANSELECTRICA SA**

**RAPORTUL TRIMESTRIAL**  
**ianuarie – septembrie**  
**2017**

	<b>Cifre cheie</b>	<b>1</b>
	<b>Date financiare</b>	<b>2</b>
	<b>Date operaționale</b>	<b>11</b>
	<b>Investiții</b>	<b>15</b>
	<b>Evenimente semnificative</b>	<b>17</b>
	<b>Alte aspecte</b>	<b>21</b>
	<b>Anexe</b>	<b>27</b>

**RAPORT TRIMESTRIAL PRIVIND ACTIVITATEA ECONOMICO – FINANCIARĂ A CNTEE  
”TRANSELECTRICA” SA**

**conform prevederilor art. 67 din legea nr.24/ 2017 privind piața de capital și a Regulamentului CNVM  
nr.1/ 2006 emis de Comisia Națională a Valorilor Mobiliare, actualmente Autoritatea de  
Supraveghere Financiară (ASF)**

**pentru perioada încheiată la data de 30 septembrie 2017**

Data raportului:	15 noiembrie 2017
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)	254900OLXOUQC90M036
Data înființării Companiei:	31.07.2000/ OUG 627
Capital social:	733.031.420 lei, subscris și vărsat
Piața reglementată pe care se tranzacționează valorile mobiliare emise:	Bursa de Valori București, categoria Premium
Principalele caracteristici ale valorilor mobiliare emise:	73.303.142 acțiuni cu o valoare nominală de 10 lei/ acțiune acțiuni în formă dematerializată, nominative, ordinare, indivizibile, liber tranzacționabile de la 29.08.2006 sub simbolul TEL 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:	2.096.469.861 lei (28,60 lei/acțiune la 30.09.2017)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare întocmite la data de 30.09.2017 nu sunt auditate

## **DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE**

După cunoștințele noastre, datele financiare preliminare pentru perioada de 9 luni încheiată la 30 septembrie 2017, au fost întocmite în conformitate cu Standardul Internațional de Contabilitate 34 – “Raportarea Financiară Interimară” și oferă o imagine corectă și conformă cu realitatea a 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, 13 noiembrie 2017**

**Directorat,**

**Georgeta-Corina  
POPESCU**

**Andreea Georgiana  
FLOREA**

**Dan-Valeriu  
ARDELEAN**

**Mircea-Toma  
MODRAN**

**Florin-Cristian  
TĂTARU**

**Președinte al  
Directoratului**

**Membru Directorat**

**Membru Directorat**

**Membru Directorat**

**Membru Directorat**



## Cifre cheie 9L 2017 vs 9L 2016

### CIFRE CHEIE – 2017

FINANCIAR		
2.414 mil lei	▲ 27,2% y/y	Venituri
335 mil lei	▼ 33,8% y/y	EBITDA
65 mil lei	▼ 69,6% y/y	Profit net
40,51 TWh	▲ 3,4% y/y	Energie tarifată**

OPERAȚIONAL		
2,17* %	▼ 0,15pp y/y	CPT
32,57 TWh	▲ 2,15% y/y	Energie transportată***

CPT Consum Propriu Tehnologic

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

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

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

INVESTIȚII		
135,21 mil lei	▲ 15,1% y/y	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale****
99,50 mil lei	▼ 98,3% y/y	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)

\*\*\*\* Suma corespunzătoare 9L 2016 nu include avansul neutilizat aferent tronsonului de linie nouă Porțile de Fier – (Anina) – Reșița



## Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 30 septembrie 2017 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]	9L 2017	9L 2016	Δ	Δ (%)
Volum tarifat de energie- TWh	40,51	39,16	1,3	3%
<b>ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS</b>				
<b>Venituri operaționale</b>	<b>884</b>	<b>933</b>	<b>(49)</b>	<b>(5)%</b>
Transport	794	852	(59)	(7)%
Servicii de sistem funcționale	52	49	4	7%
Alte venituri	38	32	6	18%
<b>Costuri operaționale</b>	<b>493</b>	<b>462</b>	<b>31</b>	<b>7%</b>
Costuri de operare a sistemului	152	132	19	15%
Mentenanță și reparații	80	86	(6)	(7)%
Salarii și alte retribuții	140	140	0	0%
Alte costuri	121	103	18	17%
<b>EBITDA</b>	<b>391</b>	<b>472</b>	<b>(81)</b>	<b>(17)%</b>
Amortizare	234	244	(10)	(4)%
EBIT	157	228	(71)	(31)%
<b>ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT</b>				
<b>Venituri operaționale</b>	<b>1.531</b>	<b>965</b>	<b>566</b>	<b>59%</b>
Servicii de sistem tehnologic	445	481	(36)	(7)%
Piața de echilibrare	1.085	484	602	124%
<b>Costuri operaționale</b>	<b>1.587</b>	<b>931</b>	<b>656</b>	<b>70%</b>
Servicii de sistem tehnologice	502	447	54	12%
Piața de echilibrare	1.085	484	602	124%
EBIT	(56)	34	(90)	n/a
<b>TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)</b>				
Venituri operaționale	2.414	1.898	516	27%
Costuri operaționale	2.080	1.393	687	49%
<b>EBITDA</b>	<b>335</b>	<b>505</b>	<b>(171)</b>	<b>(34)%</b>
Amortizare	234	244	(10)	(4)%
<b>EBIT</b>	<b>101</b>	<b>261</b>	<b>(161)</b>	<b>(62)%</b>
Rezultat financiar	(14)	(4)	(10)	288%
<b>EBT</b>	<b>87</b>	<b>258</b>	<b>(171)</b>	<b>(66)%</b>
Impozit pe profit	22	44	(22)	(50)%
<b>Profit net</b>	<b>65</b>	<b>213</b>	<b>(149)</b>	<b>(70)%</b>

<b>Situația separată a poziției financiare</b>				
[mil RON]	<b>30 septembrie 2017</b>	<b>31 decembrie 2016</b>	<b>Δ</b>	<b>Δ (%)</b>
<b>Active imobilizate</b>				
Imobilizări corporale	3.073	3.190	(117)	(4)%
Imobilizări necorporale	15	14	1	4%
Imobilizări financiare	78	78	0	0%
Creanțe pe termen lung	0	10	(10)	n/a
<b>Total active imobilizate</b>	<b>3.166</b>	<b>3.292</b>	<b>(126)</b>	<b>(4)%</b>
<b>Active circulante</b>				
Stocuri	32	30	2	7%
Creanțe	886	852	34	4%
Alte active financiare	0	135	(135)	n/a
Numerar și echivalente	736	934	(198)	(21)%
<b>Total active circulante</b>	<b>1.655</b>	<b>1.951</b>	<b>(296)</b>	<b>(15)%</b>
<b>TOTAL ACTIVE</b>	<b>4.821</b>	<b>5.243</b>	<b>(422)</b>	<b>(8)%</b>
<b>Capitaluri proprii</b>	<b>3.007</b>	<b>3.108</b>	<b>(101)</b>	<b>(3)%</b>
<b>Datorii pe termen lung</b>				
Împrumuturi	398	502	(104)	(21)%
Alte datorii	484	503	(20)	(4)%
<b>Total datorii pe termen lung</b>	<b>882</b>	<b>1.005</b>	<b>(124)</b>	<b>(12)%</b>
<b>Datorii curente</b>				
Împrumuturi	128	138	(10)	(7)%
Alte datorii	804	992	(188)	(19)%
<b>Total datorii curente</b>	<b>932</b>	<b>1.130</b>	<b>(198)</b>	<b>(18)%</b>
<b>Total datorii curente</b>	<b>1.814</b>	<b>2.135</b>	<b>(322)</b>	<b>(15)%</b>
<b>Capitaluri proprii și datorii</b>	<b>4.821</b>	<b>5.243</b>	<b>(422)</b>	<b>(8)%</b>

<b>Situația separată a fluxurilor de trezorerie</b>				
[mil RON]	<b>9L 2017</b>	<b>9L 2016</b>	<b>Δ</b>	<b>Δ (%)</b>
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	360	507	(147)	(29)%
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	103	488	(385)	(79)%
Numerar net din activitatea de exploatare	87	425	(338)	(80)%
Numerar net din activitatea de investiții	6	(303)	310	n/a
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(291)	(348)	57	(16)%
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	<b>(198)</b>	<b>(227)</b>	29	(13)%
<b>Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie</b>	<b>934</b>	<b>974</b>	<b>(41)</b>	<b>(4)%</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei</b>	<b>736</b>	<b>748</b>	<b>(12)</b>	<b>(2)%</b>

## REZULTATE OPERAȚIONALE

### Volumul de energie tarifat

În primele 9 luni ale anului 2017, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (40,51 TWh) a înregistrat o creștere de 3,44% comparativ cu primele 9 luni ale anului 2016 (diferența între cele două perioade fiind de +1,4 TWh).

Această tendință s-a manifestat în fiecare dintre lunile analizate ale anului 2017, cu preponderență în lunile ianuarie și februarie când, datorită temperaturilor foarte scăzute, consumul de energie electrică a fost crescut.

### Venituri operaționale

Veniturile totale operaționale realizate în 9 luni ale anului 2017 au înregistrat o creștere de 27,20% comparativ cu perioada similară a anului anterior (2.414 mil lei la 9 luni 2017 de la 1.898 mil lei la 9 luni 2016).

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o scădere a veniturilor de 5,30% (884 mil lei la 9 luni 2017 de la 933 mil lei la 9 luni 2016), determinată de diminuarea tarifelor medii pentru serviciul de transport începând cu data de 01 iulie 2016, în condițiile creșterii consumului de energie electrică.

Veniturile din alocarea capacității de interconexiune au înregistrat o scădere de 4,39% față de valoarea realizată în 2016 (57 mil lei la 9 luni 2017 de la 59 mil lei la 9 luni 2016) 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 explicite - se licitează doar capacitate 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.

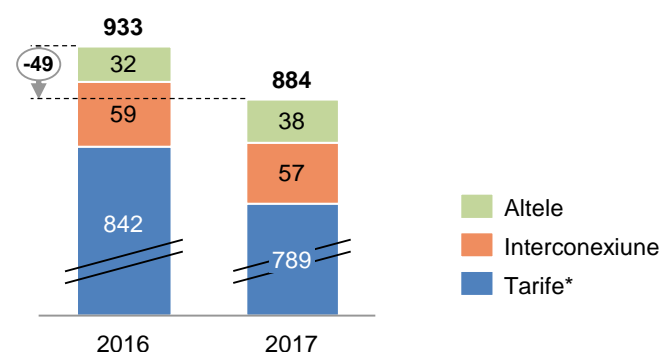
Începând cu anul 2016, s-a implementat principiul UIOSI pe granița cu Bulgaria, iar începând cu anul 2017 și pe granița cu Serbia. Potrivit acestui principiu, participanții care nu folosesc capacitățile câștigate la licitațiile anuale și lunare sunt remunerați (de către

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)



\*include veniturile din tariful de transport și din tariful aferent serviciilor de sistem funcționale

Veniturile din **activitățile zero-profit** au înregistrat o creștere de 59% (1.531 mil lei la 9 luni 2017 de la 965 mil lei la 9 luni 2016) determinată în principal de creșterea veniturilor pe piața de echilibrare cu 124,39%, urmare a:

- Creșterii dezechilibrului negativ înregistrat la nivelul furnizorilor de energie electrică pe piața de echilibrare;
- temperaturilor foarte scăzute înregistrate în trimestrul I 2017, ce au generat înregistrarea unor valori mai mari ale consumului de energie electrică în funcționarea SEN;
- scăderea energiei disponibile în grupurile dispacherizabile ca urmare a:
  - scăderii debitului Dunării;
  - reducerii puterii medii disponibile a grupurilor nucleare, rezultat al scăderii debitului apei de răcire la centrala de la Cernavodă, direct influențat de nivelul Dunării;
  - stocurilor insuficiente de combustibil în centralele electrice pe cărbune;



- scăderii presiunii gazelor naturale în rețeaua de transport ca urmare a creșterii consumului de gaze naturale al clienților casnici și industriali, fapt ce limitează debitul de gaze naturale dispecerizat către centralele electrice cu producție pe bază de gaze naturale;

- gradul mare de impredictibilitate și volatilitate al producției din surse regenerabile (în special eoliană).

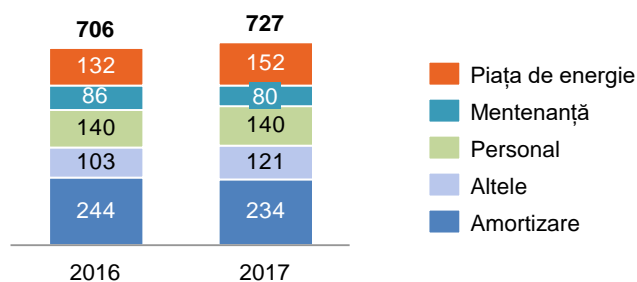
În 9 luni ale anului 2017, veniturile din serviciile tehnologice furnizate au scăzut cu 7% față de aceeași perioadă a anului 2016 în urma diminuării tarifelor medii pentru serviciile de sistem tehnologice începând cu data de 01 iulie 2016, în condițiile creșterii consumului de energie electrică.

### Cheltuieli operaționale

Cheltuielile totale operaționale (inclusiv amortizarea) realizate în 9 luni ale anului 2017 au crescut cu 37,72% comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.611 mil lei de la 1.169 mil lei în aceeași perioadă a anului 2016).

Pe segmentul **activităților cu profit permis**, cheltuielile (inclusiv amortizarea) au înregistrat o creștere de 3,55% (487 mil lei de la 470 mil lei în aceeași perioadă a anului 2016).

Costuri operaționale activități cu profit permis  
(mil lei)



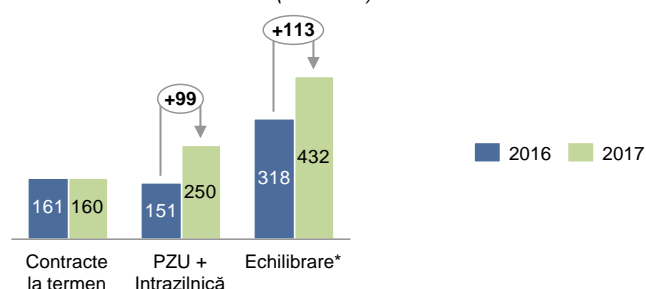
**CPT:** Costul total cu procurarea energiei electrice necesare acoperirii consumului propriu tehnologic a crescut cu 17,18% în 9 luni ale anului 2017 față de perioada similară a anului 2016.

Necesarul de energie pentru CPT a fost mai mic în primele 9 luni ale anului 2017 situându-se în jurul valorii de 708 GWh față de 742 GWh în aceeași perioadă a anului 2016.

Cu privire la prețurile de achiziție din ianuarie-septembrie 2017, costul unitar mediu de achiziție a înregistrat o creștere semnificativă de 17,15% (214,1 lei/MWh în ianuarie - septembrie 2017 față de 174,3 lei/MWh în ianuarie - septembrie 2016), determinată de temperaturile foarte scăzute, comparativ cu perioada

similară a anului 2016, coroborat cu prelungirea indisponibilității centralelor electrice de producere importante.

Prețuri medii de achiziție  
(lei/ MWh)



**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 ianuarie - septembrie 2017 valoarea congestiilor înregistrate este nesemnificativă (0,09 mil lei).

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a costurilor cu 70,43% (1.587 mil lei de la 931 mil lei în aceeași perioadă a anului 2016), determinată de creșterea cheltuielilor pe piața de echilibrare.

În perioada ianuarie-septembrie 2017, cheltuielile privind serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o creștere de 12,11% comparativ cu perioada similară a anului 2016.

În perioada raportată, Compania a achiziționat servicii de sistem tehnologice în regim reglementat conform deciziilor ANRE și reglementărilor legale în vigoare.

Potrivit prevederilor HG nr. 138/08.04.2013 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică, în perioada 15 aprilie 2013 - 1 iulie 2015, Compania a achiziționat servicii de sistem tehnologice în condițiile reglementărilor emise de ANRE de la SC Complexul Energetic Hunedoara SA, la o valoare a puterii electrice de cel puțin 400 MW și de la SC Complexul Energetic Oltenia SA, la o valoare a puterii de cel puțin 600 MW. În conformitate cu prevederile HG nr. 941/29.10.2014, termenul stabilit pentru aplicarea prevederilor HG nr. 138/2013, pentru SC Complexul Energetic Hunedoara SA, se prorogă până la 31 decembrie 2017.

În perioada 1 ianuarie 2017 – 30 septembrie 2017 achiziția serviciilor de sistem tehnologice s-a efectuat în regim reglementat de la SC Hidroelectrica SA (Decizia ANRE nr. 1035/22.06.2016) și de la SC Complexul Energetic Hunedoara SA (Decizia ANRE nr. 1034/22.06.2016).

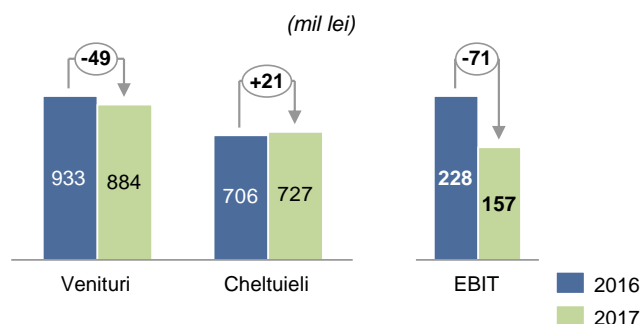
CNTEE Transelectrica SA refacturează valoarea serviciilor de sistem tehnologice achiziționate de la producători către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE, care beneficiază în final de aceste servicii.

## Profit operațional

**EBITDA** a înregistrat o scădere de 33,78% față de perioada similară a anului anterior (335 mil lei de la 505 mil lei în ianuarie - septembrie 2016), această evoluție fiind cauzată în principal de diminuarea tarifelor medii aprobate de ANRE pentru serviciul de transport.

**Activitățile cu profit permis** au înregistrat un rezultat pozitiv de 157 mil lei, diminuat de la 228 mil lei, pe fondul diminuării tarifelor de transport.

Structura EBIT activități profit permis



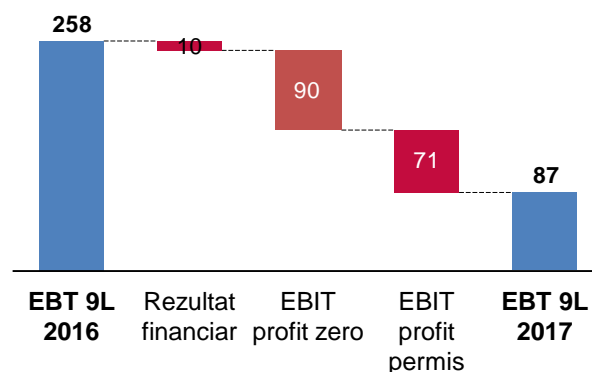
**EBIT** generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat negativ de 56 mil lei.

Pe întreaga activitate, **EBIT** a înregistrat o scădere de aprox. 61,51% (101 mil lei de la 261 mil lei în ianuarie-septembrie 2016).

## Profit brut (EBT)

Profitul brut a înregistrat o scădere de 66,33%, de la 258 mil lei în ianuarie – septembrie 2016 la 87 mil lei în ianuarie - septembrie 2017. Diferența între profitul înregistrat în ianuarie - septembrie 2017 și ianuarie – septembrie 2016, descompusă pe elementele constitutive ale profitului, este prezentată în graficul următor:

Structura EBT  
(mil lei)

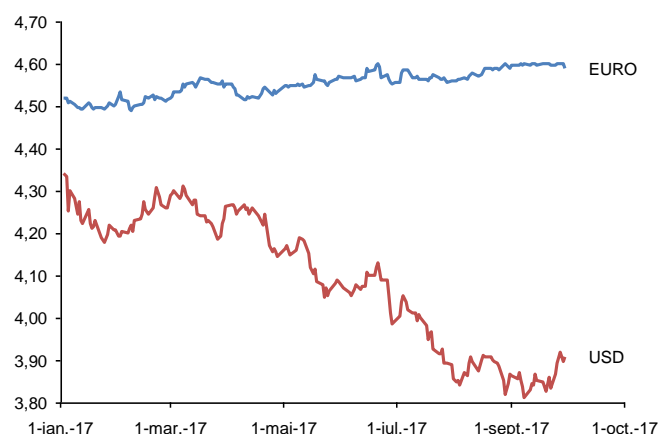


## Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în perioada ianuarie-iunie 2017 a fost negativ în valoare de 14 mil lei, pe fondul evoluției poziției corespunzătoare altor venituri financiare influențate de evoluția cursului de schimb valutar al monedei naționale în raport cu monedele străine (euro și dolar) în care Compania are contractate împrumuturi bancare pentru finanțarea programelor de investiții.

Astfel, comparativ cu rezultatul financiar net înregistrat în ianuarie-septembrie 2016 pierderea netă înregistrată în perioada raportată anului 2017 a crescut cu 10 mil lei.

Evoluția cursului de schimb valutar



## Profit net

Profitul net a înregistrat o scădere de aproximativ 69,63% față de cel înregistrat în aceeași perioadă a anului 2016 (65 mil lei de la 213 mil lei) evoluție determinată în principal de scăderea veniturilor din serviciul de transport al energiei electrice.

## **POZIȚIA FINANCIARĂ**

### **Active immobilizate**

Activele immobilizate au înregistrat o scădere de 4% la 30 septembrie 2017 față de 31 decembrie 2016, în principal în urma înregistrării amortizării immobilizărilor corporale aferente perioadei, pe fondul unor creșteri a sumelor immobilizărilor corporale în curs.

### **Active circulante**

Activele circulante au înregistrat o scădere cu 15% la 30 septembrie 2017 (1.655 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2016 (1.951 mil lei), influențată de scăderea cu 21% a numerarului și echivalentelor de numerar datorată diminuării depozitelor bancare cu maturitate mai mică de 90 zile, constituite din disponibilitățile bănești aflate în conturi curente (inclusiv depozitele din cogenerare) de la 688 mil la 31 decembrie 2016 la 450 mil la 30 septembrie 2017.

La data de 30 septembrie 2017, creanțele Companiei înregistrează o creștere de 4%.

Din analiza evoluției componentelor se observă o scădere a creanțelor comerciale cu 12% și o creștere la capitolul alte creanțe cu 23,6%.

La data de 30 septembrie 2017, clienții în sold din activitatea operațională înregistrează o scădere față de 31 decembrie 2016 determinată în principal de:

- creșterea gradului de colectare a creanțelor;
- scăderea cantității de energie electrică livrată consumatorilor în lunile august și septembrie 2017 față de lunile noiembrie și decembrie 2016.

Principalii clienți în sold pe piața de energie electrică sunt reprezentați de: RAAN, Ciga Energy, Electrocentrale București, Electrica Furnizare, Enel Energie Muntenia, E.ON Energie România, Enel Energie, CET Govora, Opcom. Ponderea principalilor clienți pe piața de energie electrică este de circa 53% în total creanțe comerciale.

Creanțele aflate în sold pentru piața de echilibrare, în suma de 135,5 mil lei au înregistrat o scădere valorică față de 31 decembrie 2016, urmare a diminuării tranzacțiilor pe aceasta piața.

La data de 30 septembrie 2017, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în procent de aproximativ 31% (31 decembrie 2016 - 21%) din totalul creanțelor comerciale.

Clienții din schema de sprijin tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență înregistrează la data de 30 septembrie 2017 o creștere a creanțelor determinată, în principal de creanțele în sumă de 139,9 mil lei înregistrate conform deciziilor ANRE emise în luna martie 2017 pentru supracompensarea activității privind schema de sprijin aferentă anului 2016.

La data de 30 septembrie 2017, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 186,3 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 mil lei și CET Govora SA – 13,2 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2014 în sumă de 3,9 mil lei, respectiv de la RAAN – 2 mil lei, CET Govora – 1,9 mil lei;
- bonus necuvenit pentru 2015 în sumă de 0,6 mil lei, respectiv de la CET Govora;
- supracompensare pentru 2015 în sumă de 14,6 mil lei, respectiv de la Electrocentrale Oradea (datorie preluată de Termoficare Oradea);
- supracompensare pentru 2016 în sumă de 66 mil lei, din care: Electrocentrale București – 56,7 mil lei și CET Govora – 9 mil lei
- contribuție pentru cogenerare neîncasată de la furnizorii consumatorilor de energie electrică, în sumă de 23,9 mil lei, din care: Transenergo Com – 5,9 mil lei, Pet Prod – 4,4 mil lei, Romenergy Industry – 2,7 mil lei, RAAN – 2,4 mil lei, Arelco Power – 2,4 mil lei, UGM Energy – 1,8 mil lei, CET Govora – 0,9 mil lei, KDF Energy – 0,9 mil lei și alții.

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 plata a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: “în cazul în care producătorul nu a achitat integral către administratorul schemei de sprijin obligațiile de plată rezultate în conformitate cu prevederile prezentului regulament, administratorul

schemei de sprijin plătește producătorului diferența dintre valoarea facturilor emise de producător și obligațiile de plată ale producătorului referitoare la schema de sprijin, cu menționarea explicită, pe documentul de plată, a sumelor respective” și a reținut de la plată sumele aferente schemei de sprijin cuvenite.

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

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul presedintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40,5 mil lei.

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

Începând cu data de 9 mai 2016, pentru CET Govora s-a deschis procedura generală de insolvență. În vederea recuperării creanțelor izvorâte înaintea deschiderii procedurii de insolvență, Compania a urmat procedurile specifice prevăzute de Legea nr. 85/2014 - Legea insolvenței și a solicitat instanței admiterea creanțelor, potrivit legii.

Având în vedere cele prezentate, începând cu data de 9 mai 2016, Compania a sistat aplicarea prevederilor art. 17.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și a achitat lunar către CET Govora bonusul de cogenerare.

Prin Decizia civilă nr. 2430/05.10.2016, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de ANRE împotriva Sentinței civile nr. 3185/27.11.2015, a casat în parte sentința atacată și a respins cererea de suspendare formulată de CET Govora, hotărârea fiind definitivă. Astfel, începând cu data de 05.10.2016,

efectele Deciziei ANRE nr. 738/28.03.2014 nu mai suspendate, producând efecte pe deplin.

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

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

Astfel, la data de 30 septembrie 2017, Compania nu înregistrează ajustări de depreciere pentru creanțele aferente schemei de sprijin, valoarea nerecuperată a acestor creanțe urmând a fi inclusă în contribuția pentru cogenerare.

La data de 30 septembrie 2017, alte creanțe în sumă de 261,5 mil lei includ în principal debitori diversi (144,3 mil lei). În categoria debitorilor diversi sunt înregistrate avansuri acordate furnizorului ELCOMEX - IEA SA în sumă de 31,2 mil lei pentru execuția proiectelor:

- racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și a LEA Isaccea-Dobrudja în Stația 400 kV Medgidia Sud – avans în sumă de 9,9 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 – avans în sumă de 2,21 mil lei.

Avansurile achitate către ELCOMEX - IEA SA sunt garantate cu polițe de asigurare emise de Asito Kapital S.A. La data de 7 aprilie 2017 Tribunalul Constanța, Secția a II-a Civilă a admis cererea de declarare a insolvenței debitorului ELCOMEX – IEA SA.

Având în vedere că, la această dată, nu este posibilă estimarea sumei ce va putea fi recuperată de la Elcomex IEA SA, nu au fost înregistrate ajustări de depreciere a sumelor datorate de Elcomex IEA SA.

Compania a depus la data de 01.07.2017 o cerere de chemare în judecată, privind emiterea unei ordonanțe de plată, acțiune ce face obiectul dosarului nr. 24552/3/2017, aflat pe rolul Tribunalului București, Secția a VI –a Civilă, solicitând instanței să pronunțe o hotărâre prin care să oblige debitoarea ASITO KAPITAL SA, la plata sumei de 7.058.773,36 Euro, (echivalentul sumei de 31.180.857,96 lei) reprezentând polițe de garantare pentru plata avansului nr. BR –

1500544/18.11.2015 și nr. BR – 1500520/29.07.2015, termen 07.11.2017.

După deliberare Tribunalul București a pronunțat următoarea soluție:

- Ordonă Asito Kapital plata în termen de 20 de zile de la comunicarea prezentei hotărâri a sumei de 2.237.750,83 euro (echivalentul sumei de 9.945 mil lei la cursul de 4,4458 euro) reprezentând avans nerestituit și garantat prin scrisoarea de garanție pentru plata avansului nr.BR-1500544/18.11/2015, precum și ordonă plata în termen de 20 de zile de la comunicarea prezentei hotărâri a sumei de 4.821.022,53 euro (echivalentul sumei de 21.233 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. Document: Hotărare 4067/2017 – 07.11.2017.

## Datorii

**Datoriile pe termen lung** au înregistrat o scădere de 12% în principal în urma rambursărilor efectuate conform graficelor din acordurile de împrumut existente.

**Datoriile pe termen scurt** au înregistrat de asemenea o scădere de 18% la 30 septembrie 2017. Factorii care influențează evoluția datoriilor pe termen scurt sunt:

- scăderea de la 287 mil lei (31 decembrie 2016) la 133 mil lei (30 septembrie 2017) a datoriilor aferente pieței de energie electrică către furnizorii din piața de echilibrare determinată de achitarea obligațiilor de plată aflate în sold pe piața de energie electrică la 31 decembrie 2016, și de scăderea volumului tranzacțiilor pe piața de echilibrare.
- scăderea datoriilor aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență către furnizori (producători) determinată de achitarea obligațiilor de plată a sumelor aflate în sold la data de 31 decembrie 2016, cu termen de plată în anul 2017.

La data de 30 septembrie 2017 se înregistrează obligații de plată către furnizori (producători) în sumă de 120,5 mil lei (Electrocentrale București – 56,7 mil lei, RAAN – 51,2 mil lei, CET Govora SA – 12,6 mil lei, reprezentând bonusul de cogenerare și ante-supracompensarea pentru anii 2014 și 2015, bonusul neacordat pentru anul 2015, precum și bonusul neacordat pentru anul 2016. Sumele reprezentând datoriile Companiei aferente schemei de sprijin față de Electrocentrale București, RAAN, CET Govora au fost reținute la plată în baza art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, întrucât

furnizorii (producătorii) înregistrează obligații de plată față de Companie pe schema de sprijin de tip bonus.

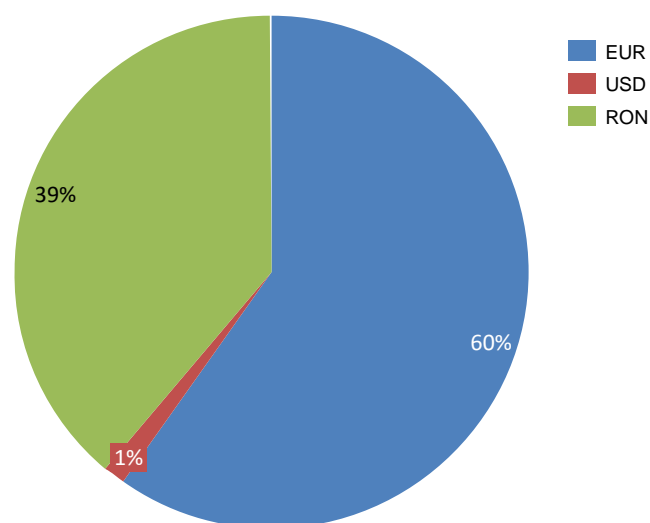
Creșterea împrumuturilor pe termen scurt pentru activitatea operațională a fost determinată de contractarea unei linii de credit în luna martie 2017 de la BRD GROUP SOCIETE GENERALE SA, Sucursala Mari Clienți Corporativi pentru o perioadă de 12 luni pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub formă de descoperire de cont, în sumă de 150 mil lei cu o dobândă calculată în funcție de rata de referință ROBOR 1M, la care se adaugă o marjă negativă de 0,10%. În cazul în care valoarea ratei de referință ROBOR 1M este mai mică de 0,10%, rata de dobândă aplicată este 0%.

La data de 30.09.2017 linia de credit nu este utilizată.

Împrumuturile purtătoare de dobândă cu scadența mai mică de 12 luni s-au redus cu 10 mil lei față de 31 decembrie 2016.

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

Structura pe monedă la 30.09.2017



EUR  
USD  
RON

## Capitaluri proprii

Scăderea capitalurilor proprii la data de 30 septembrie 2017 față de 31 decembrie 2016 (3.007 mil lei față de 3.108 mil lei) a fost determinată în principal de repartizarea profitului anului 2016, pe fondul înregistrării în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de 64,8 mil lei, realizat la data de 30 septembrie 2017. Valoarea dividendelor convenite acționarilor, repartizate din profitul anului 2016 conform Hotararii AGA nr. 4/27.04.2017, este în suma de 165,4 mil lei, plata acestora efectuându-se prin intermediul Depozitarului Central începând cu 7 iunie 2017.

Conform prevederilor HG nr. 27/12 ianuarie 2017 privind organizarea și funcționarea Ministerului Economiei, Compania funcționează sub autoritatea Ministerului Economiei.

La data de 3 martie 2017 a fost înregistrat în Registrul acționarilor Companiei transferul celor 43.020.309 acțiuni din contul Statului Roman din administrarea Ministerului Economiei, Comerțului și Turismului, în contul Statului Român în administrarea Ministerului Economiei.

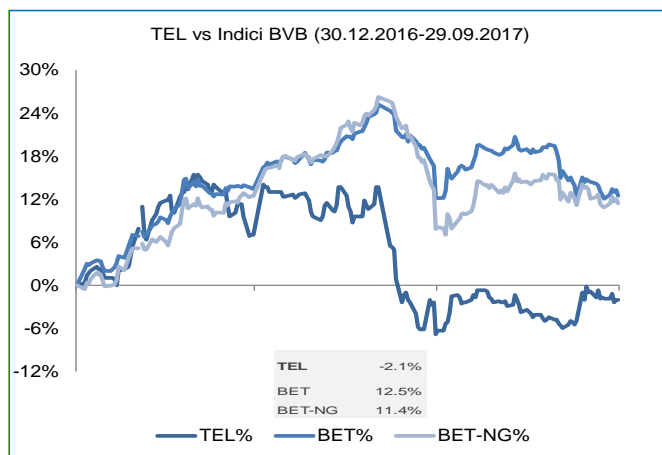
La sfârșitul fiecărei perioade de raportare, capitalul social subscris și vărsat integral al Companiei, în sumă de 733.031.420 este împărțit în 73.303.142 acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 lei/acțiune și corespunde cu cel înregistrat la Oficiul Registrului Comertului.

## EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

(31-Dec-2016 la 30-Sep-2017)

În intervalul ianuarie - septembrie al anului 2017 acțiunea Transelectrica (simbol BVB: TEL) a înregistrat o evoluție mai slabă decât cea a principalului indice al Bursei de Valori București (BET) dar și față de indicele BET-NG.

Anul 2017 a debutat cu un preț de tranzacționare de 29,30 lei/acțiune, capitalizarea bursieră fiind de 2.338 mil lei, finalul perioadei (30 septembrie 2017) găsind acțiunea la un preț de 28,60 lei. Prețul minim de tranzacționare a fost înregistrat în data de 29.06.2017, de 27,2 lei/acțiune, maximul de 33,70 lei/acțiune fiind atins în data de 01.03.2017.



## DIVIDENDE

Valoarea dividendelor convenite acționarilor, repartizate din profitul anului 2016 conform Hotărârii AGA nr. 4/27.04.2017, este în sumă de 165 mil lei, plata acestora efectuându-se prin intermediul Depozitarului Central începând cu 7 iunie 2017.

Dividendul a fost calculat cu respectarea prevederilor legislației incidente repartizării profitului la societățile cu capital majoritar de stat, pe baza unei rate de distribuire de 90% și în linie cu politica privind distribuția de dividende a CNTEE Transelectrica SA.

Dividend total repartizat:	165 mil lei
Dividend pe acțiune:	2,257 lei
Data ex-dividend:	6 iunie 2017
Data plății:	28 iunie 2017



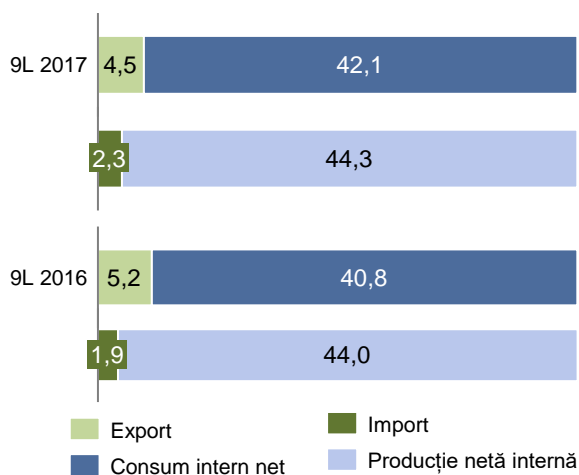
## Date operaționale

### BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în perioada ianuarie - septembrie 2017 față de aceeași perioadă a anului precedent, consumul intern net<sup>1</sup> a crescut cu 1,3%, producția netă de energie cu 0,3%.

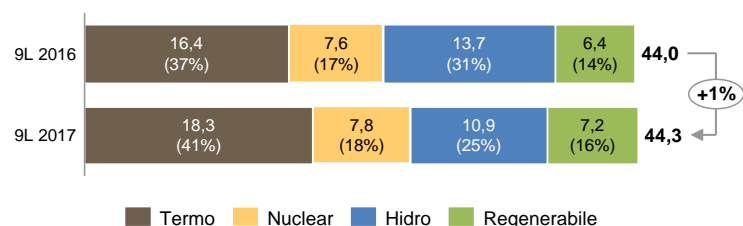
Schimbările fizice transfrontaliere de export au crescut cu 20,83% față de perioada similară din 2016, în timp ce fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat o scădere de 13,49%.

Balanța energetică 9L  
(TWh)



componenta hidro (25%), iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ de 18% și respectiv 16%.

Mix producție energie electrică netă  
(TWh)



### PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

În primele 9 luni ale anului 2017, puterea instalată brută în centralele electrice a înregistrat o creștere de 0,3%, comparativ cu aceeași perioadă a anului 2016.

Puterea instalată în centralele pe surse regenerabile a crescut cu aproximativ 1,3%, de la 4.478 MW instalați la 30 iunie 2016, la 4.534 MW instalați la 30 iunie 2017.

Dinamica puterii instalate aferente perioadei ianuarie - septembrie 2017 respectiv 2016, este redată în cele ce urmează:

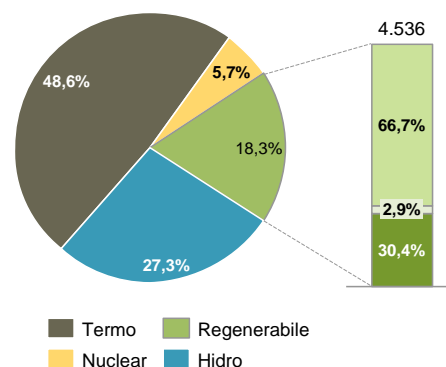
### MIX DE PRODUCȚIE

În structura mixului de producție, în ianuarie - septembrie 2017 comparativ cu 2016, s-a înregistrat o creștere a ponderii componentei termo de aproximativ 4%, a producției din surse nucleare cu 1%, și din surse regenerabile de 2%.

Aportul componentei hidro a cunoscut o scădere de 20% (10,9 TWh față de 13,7 TWh).

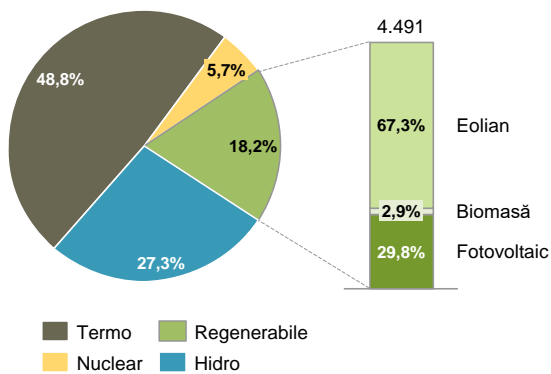
Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru intervalul ianuarie – septembrie 2017 se observă că cea mai mare pondere (41%) este reprezentată de componenta termo urmată de

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

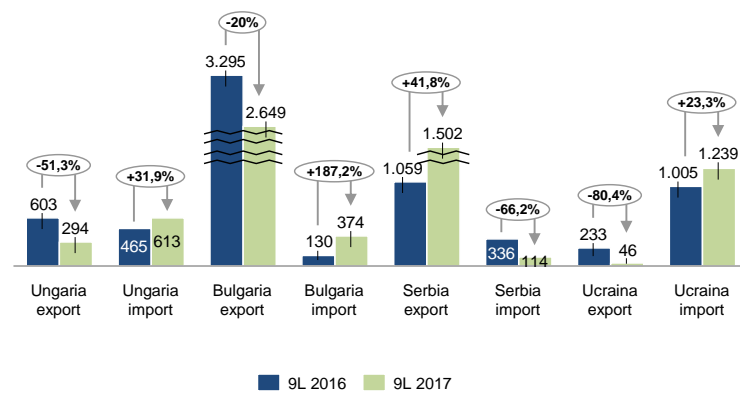


<sup>1</sup> valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție precum și consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj

Putere instalată 9L 2016 (24.689 MW, valoare brută)



Fluxuri fizice (GWh)



FLUXURI TRANSFRONTALIERE

Comparativ cu 9 luni 2016 fluxurile fizice de import au scăzut pe relația Ungaria și Serbia.

În evoluția fluxurilor de export se observă o creștere pe relația cu Serbia de 16 pp, în timp ce pe relația cu Bulgaria s-a înregistrat o scădere cu 46 pp.

Astfel, comparativ cu 2016, fluxurile fizice de export au crescut cu Serbia (41,8% +443 GWh), în timp ce pe relația cu Ungaria, Bulgaria și Ucraina au înregistrat scăderi.

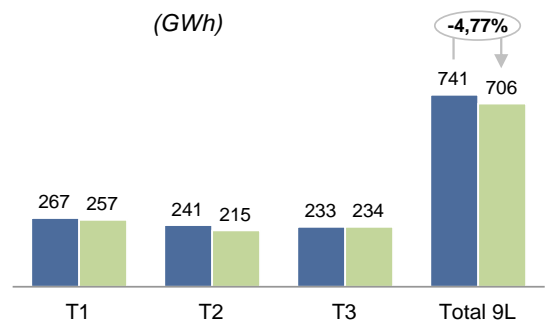
Analizând fluxurile fizice de import se observă scăderi pe relațiile cu Ungaria și Serbia, în timp ce pe relațiile cu Bulgaria și Ucraina s-au înregistrat creșteri de 187,2% respectiv 23,3%.

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

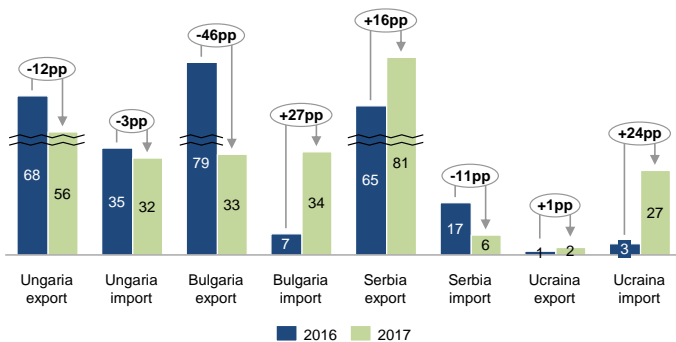
În 9 luni ale anului 2017 CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 5% comparativ cu perioada similară din anul 2016, în general pe fondul unor condiții meteorologice mai favorabile, a fluxurilor și a structurii de producție mai avantajoase și precipitațiilor mai scăzute cantitativ.

Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,32% la 2,17%.

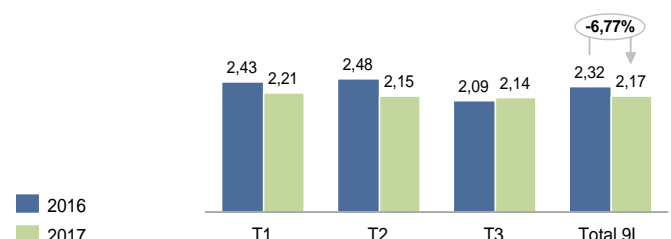
CPT realizat (GWh)



Grad de utilizare a capacității total alocate (%)



CPT (%)



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



## FACTORI REDUCERE CPT FIZIC

În **ianuarie** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna ianuarie 2016 cu cca. 5,74%, datorită fluxurilor fizice import/export mai favorabile și repartiției mai avantajoase a producției care a condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,22% în 2016 la 2,05% în 2017. Consumul intern net de energie a fost mai mare comparativ cu luna ianuarie 2016 cu 4,29%. Energia intrată în contur a crescut și ea cu 1,72% în ianuarie 2017, față de perioada similară din 2016. Condițiile meteo au fost mai favorabile, precipitațiile considerabil mai reduse cantitativ determinând scăderea semnificativă a pierderilor corona.

În **februarie** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna februarie 2016 cu cca. 1,31%, ca urmare a fluxurilor fizice favorabile, dar și ca urmare a unei zile în minus (anul 2016 a fost bisect). Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,49% în 2016 la 2,28% în 2017, ca urmare a creșterii energiei transportate. Consumul intern net de energie a fost cu cca. 3,7% mai mare în luna februarie 2017, comparativ cu februarie 2016. Energia intrată în contur a crescut cu 7,74% în februarie 2017, față de perioada similară din 2016. Condițiile meteo au fost mai favorabile, cantitatea de precipitații înregistrată fiind mai mică decât în anul anterior.

În **martie** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna martie 2016 cu cca. 2,03%. Condițiile meteo mai favorabile, cantitățile mai mici de precipitații înregistrate anul acesta au determinat reducerea pierderilor corona și structura de producție mai avantajoasă a condus la reducerea transportului de energie la distanța față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,63% în 2016 la 2,31% în 2017, pe fondul creșterii energiei intrate în contur cu 9,14% în martie 2017, față de perioada similară din 2016. Consumul intern net de energie a fost cu cca. 1,1% mai mare în luna martie 2017, comparativ cu martie 2016. Condițiile meteo au fost mai favorabile, cantitatea de precipitații înregistrată fiind mai mică decât în anul anterior.

În **trimestrul I 2017** CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 3,77 % comparativ cu perioada similară din anul 2016, în general pe fondul unor condiții meteorologice mai favorabile, a fluxurilor și a structurii de producție mai avantajoase și precipitațiilor mai scăzute cantitativ. Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,43 % la 2,21%.

În **aprilie** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna aprilie 2016 cu cca. 6,62 %, datorită repartiției mai avantajoase a producției care a condus la reducerea transportului de energie la distanță față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,32 % în 2016 la 2,05 % în 2017, ca urmare a creșterii energiei transportate și a reducerii CPT în valoare absolută. Consumul intern net de energie a fost mai mare comparativ cu luna aprilie 2016 cu 3,83 %. Energia intrată în contur a crescut și ea cu 5,93 % în aprilie 2017, față de perioada similară din 2016. Din punctul de vedere al precipitațiilor, condițiile meteo au fost asemănătoare cu aprilie 2016.

În **mai** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna mai 2016 cu cca. 8,68 %, în special datorită condițiilor meteo mai favorabile care au determinat reducerea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,59 % în 2016 la 2,29 % în 2017, ca urmare a reducerii CPT în valoare absolută și a creșterii energiei transportate. Consumul intern net de energie a fost cu cca. 3,27 % mai mare în luna mai 2017, comparativ cu mai 2016. Energia intrată în contur a crescut cu 3,44 % în mai 2017, față de perioada similară din 2016. Condițiile meteo au fost mai favorabile, cantitatea de precipitații înregistrată fiind mai mică decât în anul anterior.

În **iunie** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna iunie 2016 cu cca. 16,05 %, datorită fluxurilor fizice mai avantajoase și condițiilor meteo mai favorabile care au determinat reducerea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,53 % în 2016 la 2,13 % în 2017, ca urmare a reducerii CPT în valoare absolută în iunie 2017, față de perioada similară din 2016. Energia intrată în contur a scăzut cu 0,06 % în luna iunie 2017, față de perioada similară din 2016. Condițiile meteo au fost mult mai favorabile, cantitatea de precipitații înregistrată fiind mai mică decât în perioada anterioară.

În **trimestrul II 2017** CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 10,6 % comparativ cu perioada similară din 2016, în special datorită condițiilor meteorologice mai favorabile caracterizate de precipitații mai scăzute cantitativ, care au condus la scăderea pierderilor corona, datorită fluxurilor fizice și structurii de producție mai avantajoase. Raportat la energia intrată în contur, pierderile au scăzut de la 2,48% la 2,15%.

În **iulie** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna iulie 2016 cu cca. 3,94 %, ca urmare a scăderii energiei transportate și datorită repartiției mai avantajoase a fluxurilor fizice pe granițe, care au condus la reducerea transportului de energie la distanța față de surse. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în

RET a crescut de la 1,94 % în 2016 la 2,02 % în 2017, ca urmare a reducerii CPT în valoare absolută și a scăderii energiei transportate. Consumul intern net de energie a fost mai mare comparativ cu luna iulie 2016 cu 0,99 %. Energia intraa în contur a scăzut cu 7,6 % în iulie 2017, față de perioada similară din 2016. Condițiile meteo din punct de vedere al precipitațiilor au fost mai dezavantajoase decât cele din iulie 2016, generând pierderi corona mai mari.

**În august** 2017 CPT-ul în valoare absolută a scăzut față de luna august 2016 cu cca. 1,99 %, datorită energiei transportate mai mici, fluxurilor fizice mai avantajoase și condițiilor meteo mai favorabile care au determinat reducerea pierderilor corona. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a scăzut de la 2,19 % în 2016 la 2,18 % în 2017, ca urmare a reducerii CPT în valoare absolută. Deși consumul intern net de energie a fost cu cca. 8,22 % mai mare în luna august 2017, comparativ cu august 2016, soldul a fost de 47 GWh import, față de 644 GWh export, motiv pentru care energia intrată în contur a scăzut cu 1,62 % în august 2017, față de perioada similară din 2016. Condițiile meteo au fost mai favorabile, cantitatea de precipitații înregistrată fiind mai mică decât în anul anterior.

**În septembrie** 2017 CPT-ul în valoare absolută a crescut față de luna septembrie 2016 cu cca. 6,38 %, ca urmare a creșterii energiei transportate și repartiției mai dezavantajoase a producției. Procentul pierderilor raportat la energia intrată în RET a crescut de la 2,13 % în 2016 la 2,21 % în 2017, ca urmare a creșterii CPT în valoare absolută. Energia intrată în contur a crescut cu 2,67 % în septembrie 2017, față de perioada similară din 2016. Condițiile meteo au fost mai defavorabile în jumătatea de N-V, cu linii mai puține și mai favorabile în cea de S-E, cu linii de transport mai multe, determinând pierderi corona mai mici.

**În trimestrul III** 2017 CPT-ul în RET a crescut nesemnificativ, cu cca. 0,1 % comparativ cu perioada similară din 2016, evoluția pozitivă a fluxurilor fizice pe granițe în toată perioada și condițiile meteo mai avantajoase din lunile iulie și august compensând impactul structurii dezavantajoase a producției din cele trei luni și al condițiilor meteorologice defavorabile din luna iulie. Raportat la energia intrată în contur pierderile au crescut de la 2,09 % la 2,14 %.



## Investiții

### MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în perioada ianuarie - septembrie 2017 a fost de 99,5 mil lei.

În perioada ianuarie - septembrie 2017, cele mai mari transferuri din imobilizări corporale în curs la imobilizări corporale sunt reprezentate în principal de constituirea activelor aferente obiectivelor de investiții, astfel:

- Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu – 49,2 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV Stația 400/220 kV Rosiori, Stația 400/110/20 kV Oradea Sud, Stația 220 kV Paroseni și Stația 400/220/110/6 kV Iernut – 12,1 mil lei;
- Înlocuire AT și Trafo în stații electrice - etapa 2 – 11,3 mil lei;
- Remediere avarie în regim de urgență a LEA 400 kV Iernut - Gădălin și a LEA 220 kV Iernut - Baia Mare 3 – 7,8 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110 kV Tihău - echipament primar – 6,4 mil lei;
- Racordarea la RET a CEE Valea Dacilor 147 MW – 2,4 mil lei;
- Modernizare sistem SCADA în Stația Constanța Nord – 1,6 mil lei;
- Înlocuire TRAFU 110/20 kV, 10MVA în Stația 110/20 kV Fântânele – 1,1 mil lei.

### ACHIZIȚII DE IMOBILIZĂRI

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale<sup>2</sup> în perioada ianuarie -septembrie 2017 sunt în suma de 135,2 mil lei comparativ cu 2016 când achizițiile au fost în sumă de 117,4 mil lei.

Soldul imobilizărilor corporale în curs de execuție la 30 septembrie 2017 este reprezentat de proiectele în derulare, cele mai semnificative fiind enumerate mai jos:

- Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu – 65,6 mil lei;

- LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) – 85,4 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 300 MW Ivești, CEE 88 MW Fălcu 1 și CEE 18 MW Fălcu 2 prin noua Stație (400)/220/110 kV Banca – 46,9 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Câmpia Turzii – 41,2 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 19,9 mil lei;
- Modernizare Stația 110 kV și 20 kV Suceava – 15,2 mil lei;
- Extindere servicii de asigurare a continuității afacerii și recuperare în urma dezastrelor – 14,4 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa IV – 15,7 mil lei;
- Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și a LEA Isaccea-Dobruja în Stația 400 kV Medgidia Sud – 10,7 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlp și racord în Gura Ialomiței – 8,4 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 – 6,6 mil lei;
- Modernizare stația electrică 400/110/10 kV Cluj Est - 7 mil lei;
- HVDC Link 400 kV (Cablu submarin România - Turcia) – 5,9 mil lei;
- LEA 400 kV Gădălin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN – 5,7 mil lei;
- Retehnologizarea Stației 220/110 kV Hășdat – 4,4 mil lei;
- Remediere avarie bornele 110-120 din LEA 220 kV București Sud – Ghizdaru – 4,3 mil lei;
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție al Stației 220/110/20 kV Sărdănești – 4,3 mil lei;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României – 4,4 mil lei;
- Extindere cu noi funcționalități a sistemului de control și evidență informatizată a accesului în obiectivele CNTEE Transelectrica SA – 3,2 mil lei;
- LEA 400 kV d.c. Gutinaș – Smârdan – 3,2 mil lei;

<sup>2</sup> Include variația furnizorilor de imobilizări în sold la data de 30 septembrie a anului 2017

- 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) – 3,2 mil lei;
- Racordare la RET a CEE 136 MW Platonești, jud. Ialomița, prin realizarea unei celule de 110 kV în Stația 400/110 kV Gura Ialomiței – 2,9 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa III – 2,8 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Arefu – 2,7 mil lei;
- Montare fibra optică și modernizarea sistemului de teleprotecții pe LEA 400 kV d.c. Țânțăreni-Turceni și LEA 400 kV s.c. Urechești-Rovinari – 2,8 mil lei;
- Modernizare Stația 220/110/20 kV Răureni – 2,7 mil lei;
- Deviere LEA 110 kV Cetate 1 și 2 în vecinătatea Stației 110/20/6 kV Ostrovul Mare – 2,6 mil lei;
- Racordarea la RET a CEE Dumești 99 MW și CEE Românești 30 MW, județul Iași, prin realizarea unei celule de linie 110 kV în Stația 220/110 kV FAI – 2,5 mil lei;
- Realizare comunicație fibră optică între stațiile 400/220/110 kV Bradu și 220/110 kV Stupărei – 2,5 mil lei;
- Soluție de securitate pentru implementarea măsurilor de securitate a informațiilor clasificate – 2 mil lei;
- Executiv - DCBPA / CPA: Consolidare, modernizare și extindere sediu CNTEE "Transelectrica" – 1,6 mil lei;
- Înlocuire AT și Trafo în stații electrice - etapa 2 – 6,4 mil lei
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 0,9 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la noua Stație de (400) 220/110 kV Banca – 1,1 mil lei;
- Realizare comunicație fibră optică între 110 kV Stația Pitești Sud și centru de telecomandă și supraveghere instalații al ST Pitești – 1 mil lei;
- Racordarea la RET a Stației 400 kV Stupina și racord LEA 400 kV Isaccea-Varna – 0,9 mil lei;
- Modernizare stație de 110/6 kV din Stația 220/110/6 kV Peștiș – 1 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET – 0,7 mil lei;
- LEA 400 kV Oradea – Beckescsaba – 0,7 mil lei;
- Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea – Etapa 1 – Înlocuire bobine compensare, celule aferente și celula 400 kV Stupina – 0,9 mil lei;

## **ASPECTE CONTRACTUALE**

Cele mai importante contracte de investiții semnate în 9 luni ale anului 2017 sunt:

- Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești – 111,8 mil lei
- Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN - etapa I - 5 mil lei;
- Înlocuire AT2 - 200 MVA, 231/121/10,5 KV din stația 220/110 KV Reșița – 4,6 mil lei.



## Evenimente semnificative

### EVENIMENTE IANUARIE - SEPTEMBRIE 2017

- **Aplicarea măsurilor de salvagardare aprobate prin HG nr. 10/2017, publicată în Monitorul Oficial nr. 40/13.01.2017**

Ca urmare a publicării în Monitorul Oficial a Hotărârii de Guvern nr. 10/13.01.2017, C.N.T.E.E Transelectrica S.A., în calitate de Operator de Transport și de Sistem este mandatată să aplice măsurile de salvagardare cu caracter tehnic și comercial conform art. 6, alin. (3) din *Regulamentul privind stabilirea măsurilor de salvagardare în situații de criză apărute în funcționarea Sistemului Energetic Național*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 142/2014.

- **"Propunerea OTS-urilor din regiunea SEE de calcul al capacităților pentru desemnarea drepturilor de transport pe termen lung"**

În data de 24 februarie 2017 CNTEE Transelectrica SA invită stakeholderii și participanții la piața de energie electrică din România să transmită comentariile cu privire la consultarea online referitor la Propunerea OTS-urilor din regiunea SEE de calcul al capacităților pentru desemnarea drepturilor de transport pe termen lung, conform articolului 31 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung.

- **Raport privind impactul asupra mediului, pentru proiectul Linia Electrică Aeriană 400 kV Gădălin – Suceava**

Compania a anunțat publicul interesat asupra depunerii raportului privind impactul asupra mediului, care integrează concluziile studiului de evaluare adecvată, pentru proiectul Linia Electrică Aeriană 400 kV GĂDĂLIN–SUCEAVA inclusiv interconectarea la Sistemul Energetic Național propus a fi amplasat în Județele Cluj, Bistrița-Năsăud și Suceava.

- **Rating de credit Fitch Ratings**

Începând cu luna ianuarie 2017 Compania a încheiat un contract cu Compania internațională de rating de credit Fitch Ratings.

În data de 5 iulie 2017 Fitch acordă Companiei ratingul BBB, perspectivă stabilă, ca o recunoaștere față de eforturile Companiei de a atinge excelența operațională și pentru abordarea responsabilă față de mediul de afaceri în care operează.

- **Noi reglementări ANRE în domeniul tarifelor**

ANRE publică Ordinul 48/2017 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă, practicate de Companie.

Ordinul a fost publicat în Monitorul Oficial 489/28.06.2017

Prin urmare, tarifele reglementate aferente serviciului de transport al energiei electrice și a serviciilor de sistem, aplicabile începând cu 1 iulie 2017 s-au modificat:

Serviciu	Tarif aplicat în intervalul 01.07.2016-30.06.2017	Tarif aplicabil în intervalul 01.07.2017-30.06.2018	Diferență
	Lei/MWh	Lei/MWh	%
I.Transportul energiei electrice	18,70	16,86	(9,8)%
II.Servicii de sistem funcționale	1,30	1,11	(14,5)%
III.Servicii de sistem tehnologice	11,58	9,38	(18,9)

Noile tarife aprobate au fost calculate în conformitate cu metodologiile aplicabile

- **Incident în zona județului Gorj**

În data de 12 iulie 2017, la ora 8.34, pe fondul unor fenomene meteorologice severe (furtună puternică), s-au produs mai multe declanșări de echipamente și grupuri. Astfel, la CNTEE Transelectrica SA au declansat două linii din rețeaua electrică de transport din zona județului Gorj și un autotransformator, iar la Complexul Energetic Oltenia au declansat grupuri din cadrul centralelor electrice Rovinari și Turceni, acestea având o putere instalată de 1320 MW (la momentul incidentului funcționau cu 1176 MW).

Deficitul de energie creat în SEN prin pierderea celor 1176 MW a fost preluat de grupurile electrice din cadrul Hidroelectrica, CE Hunedoara, Romgaz Iernut, Electrocentrale București, Bepco Brașov, Gas Energy

Ecotherm Făgăraș și Electro Energy Sud Giurgiu, astfel încât siguranța Sistemului Electroenergetic Național nu a fost afectată și nici nu au existat întreruperi în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor cauzate de incidentul de mai sus.

Dintre cele trei echipamente declanșate din rețeaua electrică de transport două s-au repus în funcțiune imediat după incident, iar unul urmează să fie investigat. În acest moment specialiștii din cadrul CNTEE Transelectrica SA lucrează la repunerea în funcțiune a echipamentului afectat.

- **Finalizare modernizare la Stația 220/110kV Tihău**

Stația 220/110kV Tihău reprezintă un nod de bază în zona de vest a Sistemului Electroenergetic Național (SEN), având ca principale funcții tranzitarea puterii necesare către zona deficitară a Transilvaniei de Nord care în prezent beneficiază de o dimensionare limitată a rețelei de transport destinată asigurării puterii în zonă și alimentării din SEN a consumatorilor din zona Sălaj, Baia Mare și Satu Mare.

Lucrările de modernizare au constat în îmbunătățirea condițiilor de exploatare și reducere a cheltuielilor de exploatare și întreținere, prin montarea unor echipamente performante și adoptarea unor soluții constructive aliniate la tehnologiile actuale.

Finanțarea lucrărilor a fost realizată din surse proprii.

- **Aprobarea de către Comisia Europeană a finanțării proiectului "Crossbow" în care Transelectrica este parteneră împreună cu Centrul Român al Energiei**

Proiectul "CROSSBOW" a fost selectat în vederea finanțării de către Comisia Europeană în cadrul Programului Orizont 2020, parte a tematicii H2020-LCE-2016-2017 (COMPETITIVE LOW-CARBON ENERGY), topic LCE-04-2017-Demonstrarea integrării sistemului cu tehnologii de rețea inteligentă de transport și tehnologii de stocare, cu o creștere a ponderii energiilor regenerabile).

Transelectrica este parteneră în acest proiect cu Centrul Român al Energiei, în coordonarea Grupului Spaniol ETRA Investigation Y Desarrollo SA, alături de 8 Operatori de Transport și de Sistem (OTS) din Europa Centrală și de Sud-Est: ADMIE (GR), ESO (BG), EMS (RS), NOS BiH (BA), HOPS (HR), ELES (SI), CGES (ME), MEPSO (MK) și alți parteneri într-un consorțiu de 24 organizații profesionale în domeniul energiei și telecomunicațiilor din 13 țări europene.

În calitate de Operator de Transport și Sistem din România, Transelectrica va permite accesul la date relevante pentru proiect, va asigura capacitățile

tehnologice pentru teste și validări pe teren și va oferi, de asemenea, expertiza în domeniul energetic.

- **Summit energetic CEEP**

Directorul General Executiv al CNTEE Transelectrica SA, doamna Corina Popescu, a participat în data de 20 septembrie 2017, la cea de-a șasea ediție a summit-ului energetic CEEP, organizat la Tallinn (Estonia).

Summit-ul CEEP, un element-cheie între sectorul energetic al Europei Centrale și Comisia Europeană, a reunit un grup distins și renumit de factori de decizie pentru a discuta despre oportunitățile și provocările din domeniul politicii energetice din UE, ca urmare a implementării a celor două pachete legislative: Pachetul privind securitatea energetică durabilă și "Energie curată pentru toți europenii".

Alături de membrii CEEP – 11 companii principale din sectorul energetic și intens energetic – și de alți oaspeți din alte țări, doamna Corina Popescu a participat la discuții cu domnul Maroš Šefčovič, Vicepreședintele Comisiei Europene, responsabil de Uniunea Energetică.

- **Parteneriat CNR – CIGRE**

CN Transelectrica SA, este partenerul *Comitetului Național Român CIGRE* în organizarea celei de-a patra ediții a Conferinței Internaționale privind Monitorizarea Stării, Diagnoza și Mentenanța echipamentelor și liniilor de înaltă tensiune 2017 - CMDM 2017 care a avut loc în perioada 25-27 septembrie 2017, la Hotel Radisson Blu din București, eveniment organizat cu sprijinul CIGRE Paris.

Conferința a fost deschisă de doamna Corina Popescu, Director General Executiv, Președinte al Directoratului CNTEE Transelectrica SA, și de invitați de marcă la nivel internațional în domeniul energetic, precum: Hiroki Ito (Japonia), Terry Krieg (Australia), Hugh Cunningham (Irlanda), Claudio Marchetti (Italia), Gerhard Wieserner (Germania).

- **Împlinirea a 50 de ani de la punerea în funcțiune a Stației de transformare Gutinaș**

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA a marcat în data de 26 septembrie 2017, împlinirea a 50 de ani de la punerea în funcțiune a Stației 400/220/110 kV Gutinaș, din județul Bacău, una dintre cele mai importante stații din România care asigură alimentarea cu energie electrică a întregii zone de nord-est a țării.

• **Aprobarea de către AGEA a Hotărârii cu numărul 10/ 26 septembrie 2017**

În întrunirea Adunării Generale Extraordinare a Acționarilor Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA, în urma adresei cu numărul 4314/05.09.2017 primită de la Ministerul Economiei – Departamentul pentru privatizare și administrarea participațiilor statului referitoare la solicitarea completării punctului 3 al ordinii de zi în ceea ce privește modificarea actului constitutiv al Companiei, se aprobă Hotărârea cu următoarele puncte principale:

1. Majorarea de principiu a capitalului social al CNTE „Transelectrica” S.A. cu aportul în natură a 17 terenuri pentru care Compania a obținut certificatele de atestare a dreptului de proprietate asupra terenurilor
2. Completarea obiectului de activitate cu activitatea având Codul CAEN – 3320 „Instalarea mașinilor și echipamentelor industriale”.
3. Fundamentarea unor modificări în Actul Constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA

• **Schimbări în conducerea Companiei**

**Directorat**

În data de 16 septembrie 2017, prin ajungere la termen au încetat mandatele membrilor Directoratului Companiei, a următoarelor persoane: Corina – Georgeta Popescu, Constantin Văduva, Mircea – Toma Modran și Octavian Lohan.

În temeiul art.64 alin.(1) din OUG 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice cu modificările și completările ulterioare Consiliul de Supraveghere a desemnat în calitate de membrii provizorii ai Directoratului următoarele persoane:

- Georgeta – Corina POPESCU
- Mircea – Toma MODRAN
- Dan – Valeriu ARDELEAN
- Florin – Cristian TĂTARU
- Andreea Georgiana FLOREA

Mandatul membrilor Directoratului are o durată de 4 luni începând cu data de 17.09.2017, cu posibilitatea prelungirii, pentru motive temeinice, pentru încă 2 luni, dar durata mandatului nu va depăși data finalizării procedurii de selecție a membrilor Directoratului CNTEE Transelectrica SA în condițiile art.64 din OUG 109/2011, dacă procedura se va finaliza în interiorul acestui interval.

Totodată, Consiliul de Supraveghere alege ca Președinte al Directoratului, denumit alternativ Director General Executiv sau Chief Executive Officer – CEO - al Societății pe doamna Georgeta – Corina POPESCU.

**Consiliul de Supraveghere**

Membrii Consiliului de Supraveghere sunt numiți de către AGA, cu respectarea prevederilor aplicabile societăților admise la tranzacționare și sunt selectați în conformitate cu prevederile Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 109/2011 privind guvernanta corporativă a întreprinderilor publice.

Fiecare membru al Consiliului de Supraveghere, trebuie să declare în mod formal, dacă este independent, precum și ori de câte ori intervine o schimbare în statutul său, arătând motivele pentru care se consideră independent.

Astfel, în data de 30 mai 2017, prin Hotărârea AGOA nr.5 s-a aprobat componența membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere a CNTEE Transelectrica SA pentru un mandat de 4 luni după cum urmează:

- Cristian-Eugen RADU – Președinte al Consiliului de Supraveghere
- Marius-Iulian CARABULEA – Membru în Consiliul de Supraveghere
- Ștefan-Valeriu IVAN – Membru în Consiliul de Supraveghere
- Iulius-Dan PLAVETI – Membru în Consiliul de Supraveghere
- Corneliu SOROCEANU – Membru în Consiliul de Supraveghere
- Beatrice AMBRO – Membru în Consiliul de Supraveghere
- Bogdan BOBORA – Membru în Consiliul de Supraveghere

În data de 31 mai 2017 membrii Consiliului de Supraveghere au numit în funcția de Președinte al Consiliului de Supraveghere pe domnul Cristian-Eugen RADU.

În data de 12.09.2017 Directoratul Companiei aprobă completarea convocatorului AGOA din data de 26/27 septembrie 2017 la propunerea formulată de Ministerul Economiei în calitate de reprezentant legal al Statului Roman, prin adresa 4314/05.09.2017 având ca principale puncte pe ordinea de zi: prelungirea pentru o perioada de două luni a mandatelor membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere, declanșarea procedurii de selecție a membrilor Consiliului de Supraveghere pentru Companie, modificarea Actului Constitutiv.

## **EVENIMENTE ULTERIOARE**

### **• Schimbare structură acționariat**

În data de 02.10.2017 conform anunțului emis de Bursa de Valori București se modifică structura acționariatul C.N.T.E.E.Transelectrica S.A. prin achiziționarea de către Societatea Dedeman S.R.L. a unui pachet de 0,68% din titluri, ajungând astfel la deținerea unui pachet de 5,56%

### **• Modificare Act Constitutiv**

Directoratul Companiei întrunit în data de 06 octombrie 2017, convoacă Adunarea generală extraordinară a acționarilor în data de 09 noiembrie 2017, ora 12.00, având ca principal punct pe ordinea de zi modificarea Actului Constitutiv al Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”-SA .

Adunarea generală extraordinară a acționarilor CNTEE Transelectrica SA în urma întrunirii din data de 9 noiembrie 2017 aprobă prin Hotărârea nr.14 modificarea Actului Constitutiv al CNTEE Transelectrica SA.

### **• Convocare AGOA – distribuie dividende**

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor CNTEE Transelectrica SA a aprobat prin Hotărârea nr. 11 din 16 octombrie 2017 (punctul 1) - dividendul brut pe acțiune la valoarea de 2,33 lei/acțiune, plătit acționarilor înregistrați la data de înregistrare 1 noiembrie 2017, ex-date 31 octombrie 2017, la solicitarea Statului Român, reprezentat prin Ministerul Economiei, distribuit din profitul nerepartizat la sfârșitul exercițiului financiar 2016 – soldul contului “ Alte rezerve – Surse proprii de finanțare constituite din profit” la data de 31.12.2016, constituite în baza OG nr. 64/2001 pentru finanțarea investițiilor din surse proprii, în sumă totală de 171 mil lei.

Adunarea Generală Ordinară a Acționarilor CNTEE Transelectrica SA a aprobat prin Hotararea nr. 11 din 16 octombrie 2017 (punctul 3) – data de 22 noiembrie 2017 ca “data plății” dividendelor distribuite din profitul nerepartizat la data aprobării situațiilor financiare aferente exercițiului financiar 2016 – soldul contului “Alte rezerve – Surse proprii de finanțare constituite din profit” la data de 31.12.2016, constituite în baza OG nr. 64/ 2001 privind finanțarea investițiilor din surse proprii.

Convocarea AGOA privind distribuie sub formă de dividend din sumele existente în soldul la 31.12.2016 al contului “ Alte rezerve” și “ Rezultat reportat” a avut loc conform solicitării transmise de acționarul majoritar, statul român, reprezentat de Ministerul Economiei prin Departamentul pentru Privatizare și Administrarea Participațiilor Statului din data de 12.09.2017 prin adresa înregistrată cu nr. 4606/12.09.2017 de la Ministerul Economiei prin Departamentul pentru Privatizare și Administrarea Participațiilor Statului, înregistrată la CNTEE Transelectrica SA cu nr. 33510/12.09.2017.

### **• Prelungire mandate ale Consiliului de Supraveghere**

În data de 06.10.2017 Directoratul Companiei emite o Notă (2508/06.10.2017) pentru convocarea AGA în vederea alegerii membrilor Consiliului de Supraveghere al CNTEE Transelectrica având în vedere că la data de 29.11.2017(inclusiv) expiră contractele de mandat ale membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere aleși prin Hotărârea AGOA nr. 5/30.05.2017 și al căror mandat a fost prelungit până la data de 29.11.2017(inclusiv) prin Hotărârea AGOA nr.9/26.09.2017.

În data de 23.10.2017 prin adresa nr.39691 emisă de Ministerul Economiei Departamentul pentru Privatizare și Administrarea Participațiilor Statului se solicită completarea ordinii de zi a AGOA cu un nou punct cu privire la alegerea membrilor provizorii ai Consiliului de Supraveghere pentru o perioada de 4 luni începând cu data de 30 noiembrie 2017.

Propunerile Ministerului Economiei pentru alegerea în calitate de membrii provizorii sunt :

- Cristian-Eugen RADU
- Marius-Iulian CARABULEA
- Bogdan BOBORA
- Beatrice AMBRO
- Fănel MIHALCEA
- Faustin-Doru SCÎNTEI
- Alin-Sorin MITRICĂ

Adunarea generală ordinară a acționarilor CNTEE Transelectrica SA în urma întrunirii din data de 9 noiembrie 2017 prin Hotararea nr.12 numește persoanele sus menționate în calitate de membrii provizorii ai Consiliului de Supraveghere pentru un mandat de patru luni, începând cu data de 30 noiembrie 2017.





## Alte aspecte

### STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

La data de prezentului raport structura acționariatului este următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni
Statul român	43.020.309
Alți acționari - persoane juridice	21.250.826
Alți acționari - persoane fizice	4.950.085
Dedeman SRL	4.081.922
<b>Total</b>	<b>73.303.142</b>

### COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data prezentului raport componența Directoratului este după cum urmează:

Georgeta-Corina POPESCU	Președinte Directorat
Andreea Georgiana FLOREA	Membru Directorat
Dan - Valeriu ARDELEAN	Membru Directorat
Florin - Cristian TĂTARU	Membru Directorat
Mircea - Toma MODRAN	Membru Directorat

### TARIFE

Tarifele aprobate de ANRE (Ordinul nr. 48/2017) sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Index	Tarif	u.m	Valoare	Valoare	Diferență
			aprobată 01.07.2016- 30.06.2017	aprobată 01.07.2017- 30.06.2018	
<b>A</b>	Transportul energiei electrice	lei/MWh	18,70	<b>16,86</b>	-9,8%
<b>B</b>	Serviciul funcțional de sistem	lei/MWh	1,30	<b>1,11</b>	-14.6%
<b>C</b>	Serviciul tehnologic de sistem	lei/MWh	11,58	<b>9,39</b>	-18.9%
	Cantitate tarifată	TWh	52,0	<b>54,0</b>	-

#### Serviciul de transport al energiei electrice

Scăderea tarifului (-9,8%) este explicată, în principal, de doi factori:

1. *Corecțiile ex-post negative* - corecțiile negative 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 2015 - 30 iunie 2016, corecții preliminare pentru anul 1 iulie 2016 - 30 iunie 2017).

Contribuția corecțiilor ex-post la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful anterior este de -5,6%.

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;

2. *Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele*, a fost majorată de la 52 TWh la 54 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful precedent este de -3,7%.

Pe lângă corecțiile negative menționate, au existat alți factori care au contribuit la stabilirea valorii tarifului aprobat intrat în vigoare la 01.07.2017 față de valoarea tarifului în vigoare până la 30.06.2017:

- Inflația prognozată utilizată în calculul noului tarif aprobat a fost mai mare decât inflația prognozată utilizată în calculul tarifului anterior (indicele inflației utilizat la calcularea noului tarif este superior indicelui inflației utilizat în

calculul tarifului pentru anul tarifar precedent). Contribuția diferenței indicelui de inflație la modificarea tarifului nou aprobat față de tariful aflat anterior este de +0,37%;

- 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 precedent. 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 anterior este de -0,92%

### **Serviciul funcțional de sistem**

Scăderea tarifului (-14,6%) a fost determinată de:

- Corecția ex-post negativă inclusă în noul tarif mai mare față de corecția negativă aplicată în tariful anului precedent. Contribuția corecției ex-post la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful anterior este de -3,8%;
- Prognoza anuală de costuri recunoscute în noul tarif aprobat mai mică decât prognoza anuală de costuri inclusă în tariful anului precedent. Contribuția reducerii prognozei anuale de costuri la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de -6,9%;
- Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele, a fost majorată de la 52 TWh la 54 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful anterior este de -3,8%.

### **Serviciul tehnologic de sistem**

Scăderea tarifului (-18,9%) 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 estimat a se acumula până la 30.06.2017. Profitul a fost obținut 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.

În scopul atenuării impactului asupra tarifului reglementat, la solicitarea Transelectrica, a fost stabilit un program de eşalonare a aplicării corecției pe baza căruia în tariful nou aprobat a fost aplicată o cotă de 50% din corecția totală, urmând ca restul de 50% să fie aplicat la revizuirile ulterioare ale tarifului. Contribuția corecției ex-post la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de -4,6%;

- Prognoza anuală de costuri recunoscute în noul tarif pentru achiziționarea serviciilor tehnologice de sistem în anul tarifar 1 iulie 2017 - 30 iunie 2018 mai mică decât prognoza de costuri recunoscută în anul tarifar 1 iulie 2016 - 30 iunie 2017. Reducerea prognozei de costuri a fost determinată de reducerea prețurilor de achiziție prin licitație a serviciilor tehnologice de sistem în anul tarifar în curs față de prețurile prognozate de ANRE, îndeosebi în a doua jumătate a anului 2016. Contribuția reducerii prognozei anuale de costuri la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful anterior este de -10,6%;
- Cantitatea de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele, a fost majorată de la 52 TWh la 54 TWh. Contribuția modificării cantității tarifabile la scăderea tarifului nou aprobat față de tariful aflat în vigoare este de -3,7%.

Cadrul de reglementare a activității de servicii tehnologice de sistem 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. Transelectrica va solicita autorității de reglementare aplicarea acestor mecanisme la 1 ianuarie 2018.

## LITIGII

Cele mai importante litigii în care este implicată Compania sunt prezentate în cele ce urmează:

### ▪ RAAN

Pe rolul Tribunalul Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal a fost înregistrat dosarul nr. 3616/101/2014, având ca obiect “pretenții” în suma de 1.090,8 mil lei, dosar în care Compania are calitatea de pârâtă, reclamanta fiind Regia Autonomă pentru Activități Nucleare – RAAN.

Suma solicitată la plata reprezintă penalități calculate de RAAN pentru bonusul convenit pe schema de sprijin și reținut de la plata de către Companie, în calitatea sa de Administrator al schemei de sprijin care a aplicat prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr.116/2013

Împotriva deciziei nr.843/05.11.2015 pronunțată de Curtea de Apel Craiova – Secția a II-a Civilă în ședința publică din data de 05.11.2015, în dosarul nr. 3616/101/2014, împotriva sentinței nr.127/2014, pronunțată de Tribunalul Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal, în ședința publică din data de 10.10.2014, în dosarul nr. 3616/101/2014, precum și împotriva sentinței nr.1/2015, pronunțată de Tribunalul Mehedinți – Secția a II-a Civilă, de Contencios Administrativ și Fiscal, în ședința publică din data de 09.01.2015, în dosarul nr. 3616/101/2014, CNTEE Transelectrica SA 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 datorilor 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 - reclamantă la plata cheltuielilor făcute cu acest recurs.

Recursul a fost înregistrat pe rolul Înaltei Curți de Casație și Justiție care a decis în procedura de filtrare a recursului următoarele: admite în principiu recursul declarat de recurenta-pârâtă CNTEE Transelectrica SA împotriva deciziei nr. 843/2015 din 5 noiembrie 2015 pronunțată de Curtea de Apel Craiova – Secția a II-a Civilă. Stabilește termen în vederea soluționării recursului la data de 21 martie 2017. La data de 21 martie 2017, Înalta Curte de Casație și Justiție a admis recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA împotriva deciziei nr. 843/2015 din 5 noiembrie 2015 pronunțată de Curtea de Apel Craiova – Secția a II-a

Civilă, pe care o casează și trimite cauza spre rejudecare Tribunalului București în dosarul nr. 28460/3/2017. Termen de judecată: 05.12.2017.

Transelectrica SA a fost înscrisă în tabelul debitoarei RAAN cu suma de 11.264,8 mil lei, în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului, suma solicitată de Companie fiind de 89.360,9 mil lei, nefiind înscrisă în tabelul preliminar de creanțe suma de 78.096,2 mil 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 78.096,2 mil 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 contestație la Tabel. Tribunalul Mehedinți a încuviințat proba cu expertiza contabilă. Termen de judecată 16.11.2017.

### ▪ 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 ( $\beta$ ) 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<sup>1</sup>) de către ANRE conform Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/ 2013 ("Metodologie"), au determinat o valoare a RRR de 7,7%.

CNTEE Transelectrica SA consideră că aplicarea prevederilor art. 51 din Metodologie prin stabilirea parametrului Beta ( $\beta$ ) la valoarea de 0,432 va determina prejudicierea financiară a societății prin scăderea rentabilității cu o valoare estimată de 138,4 mil lei<sup>3</sup>, având un impact semnificativ asupra intereselor financiare ale societății.

La termenul din 09.02.2016, instanța de judecată a admis proba cu expertiza contabilă - specialitatea investiții financiare și alte entități de valori mobiliare, a prorogată discutarea probei cu expertiza tehnică – specialitatea electro-energetică, după administrarea probei cu expertiza contabilă - specialitatea investiții financiare și alte entități de valori mobiliare.

La termenele din datele de 25.03.2016, 22.04.2016 și 10.06.2016 și 03.03.2017 instanța a amânat judecarea cauzei în lipsa raportului de expertiză tehnică. Următorul termen a fost fixat pentru data de 14.11.2017.

#### ▪ 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 (2.585,2 mil lei la cursul BNR din data de 24.11.2014), reprezentând sumă 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 mil 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 profesioniștii, iar termenul de judecată fixat - 29.06.2015. Compania a depus întâmpinare la cererea de chemare în judecată în aceasta cauză, invocând excepții și apărări de fond cu privire la netemeinicia și nelegalitatea acțiunii.

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 37.828,08 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: 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 0,016 mil 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 10.10.2016.

OPCOM S.A a declarat recurs. Cauza se află în procedură de filtru. Termenul de judecată urmează să fie alocat.

Compania a înregistrat în anul 2014 un provizion în sumă de 2,7 mil lei pentru litigiul cu Filiala SC OPCOM SA.

#### ▪ CONAID COMPANY SRL

În anul 2013, Conaid Company SRL a dat în judecată CNTEE Transelectrica pentru refuzul nejustificat al acesteia de a semna un act adițional la contractul de racordare sau un nou contract de racordare și a

<sup>1</sup> 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:  $RRR = WACC = CCP + Kp/(1 - T) + CCI \times Ki$

<sup>2</sup> Valoare ce a determinat scăderea RRR la 7,7 %

<sup>3</sup> Valoare calculată comparativ cu o RRR de 8,52%

solicitat despăgubiri pentru cheltuielile suportate până la acel moment în sumă de 17,4 mil lei și profiturile nerealizate pe perioada 2013-2033 în sumă de 723 mil EUR.

Până în acest moment, Compania nu a încheiat un act adițional la contractul de racordare întrucât condițiile suspensive incluse în contract nu au fost îndeplinite de către Conaid Company SRL. Un contract nou de racordare ar fi trebuit încheiat până la data de 11 martie 2014, data la care avizul tehnic de racordare a expirat. La data acestui raport sumele pretinse de Conaid Company SRL au fost considerate în situațiile financiare drept datorii contingente întrucât este improbabil ca pentru decontarea acestei obligații vor fi necesare ieșiri de resurse încorporând beneficii economice, iar valoarea obligației nu poate fi evaluată suficient de credibil. Dosarul nr. 5302/2/2013 se află pe rolul Înaltei Curții de Casație și Justiție, Secția Contencios Administrativ și Fiscal, având ca obiect obligare emitere act administrativ, stadiul procesual – recurs.

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

Dosarul nr. 5302/2/2013 a fost înaintat spre rejudecare la Tribunalul București - Secția a VI-a Civilă, având numărul 12107/3/2017 cu termen de pronunțare 23.11.2017.

#### ▪ ALTELE

Compania este implicată în litigii semnificative în care are calitatea de reclamant, în special pentru recuperarea creanțelor (de ex. Eco Energy SRL, Petprod SRL, Total Electric Oltenia SA , Arcelormittal Galați SA, Regia Autonomă de Activități Nucleare, Romenergy Industry SRL, Energy Holding SRL, UGM Energy Trading SRL, Elsaco Energy, Elcomex). Compania a înregistrat ajustări pentru pierderi de valoare pentru clienți și alte creanțe în litigiu și pentru clienții în faliment.

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

#### DATORII CONTINGENTE

##### ▪ 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 mil lei, ANAF – DGAMC a stabilit obligații fiscale suplimentare de plată de către Companie, în sumă de 35 mil lei, precum și obligații fiscale accesorii (dobânzi/majorări de întârziere și penalități de întârziere), în sumă de 64 mil lei.

În principal, Raportul de inspecție fiscală al ANAF consemnează urmatoarele obligații de plată suplimentare:

Impozit pe profit în sumă de 14 mil lei, precum și accesorii, datorate pentru un număr de 123 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 123 facturi neutilizate identificate ca fiind lipsă.

La termenul din data de 30.04.2014, instanța de fond – Curtea de Apel București, Secția a VIII-a Contencios Administrativ și Fiscal (Hotărâre nr. 1356/2014) în Dosar nr. 6657/2/2012 a respins cererea „reclamantei CNTEE Transelectrica SA (Contestație împotriva Actului administrativ fiscal ANAF)”.

La data de 01.03.2017, Înalta Curte de Casație și Justiție a dispus prin decizia nr. 779 următoarele: „respinge excepția inadmisibilității contestației în anulare formulată de contestatoarea Transelectrica SA, invocată prin întâmpinare de intimata Direcția Generală de Administrare a Marilor Contribuabili. Respinge contestația în anulare formulată de contestatoarea Transelectrica SA împotriva deciziei civile nr. 1945 din 16 iunie 2016 a Înaltei Curți de Casație și Justiție – Secția de contencios administrativ și fiscal, pronunțat în dosarul nr. 6657/2/2012, ca nefondată. Irevocabilă”.

Impozit pe profit în sumă de 5 mil lei și TVA colectată în sumă de 6 mil lei, precum și accesorii, datorate pentru un număr de 349 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;

Impozit pe profit în sumă de 4 mil lei și TVA colectată în sumă de 5 mil lei, precum și accesorii, aferente cheltuielilor cu serviciile de sistem tehnologice facturate de producători în perioada 01.01.2007 - 31.12.2010 și corespunzător cărora Compania a emis facturi de penalități calculate prin aplicarea procentului de 200% asupra prețului unitar fără TVA, înmulțit cu cantitatea de servicii nerealizate. Potrivit constatărilor echipei de inspecție fiscală, pornindu-se de la facturile de penalități emise s-au stabilit cheltuieli nedeductibile cu serviciile tehnologice de sistem nerealizate/neprestate care generează impozit pe profit suplimentar de plată, precum și TVA suplimentar de plată, aferent serviciilor tehnologice de sistem facturate de furnizorii de energie electrică care nu au fost prestate/realizate.

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.

Până la data întocmirii prezentului raport, contestația deciziei ANAF nu a fost soluționată.



## Anexe

**ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare**

[mil RON]	30 septembrie 2017	31 decembrie 2016	Δ	Δ (%)
<b>ACTIVE</b>				
<b>Active imobilizate</b>				
Imobilizări corporale	3.073	3.190	(117)	(4)%
Imobilizări necorporale	15	14	1	4%
Imobilizări financiare	78	78	0	0%
Creanțe pe termen lung	0	10	(10)	n/a
<b>Total active imobilizate</b>	<b>3.166</b>	<b>3.292</b>	<b>(126)</b>	<b>(4)%</b>
<b>Active circulante</b>				
Stocuri	32	30	2	7%
Creanțe	886	852	34	4%
Alte active financiare	0	135	(135)	n/a
Numerar și echivalente	736	934	(198)	(21)%
<b>Total active circulante</b>	<b>1.655</b>	<b>1.951</b>	<b>(296)</b>	<b>(15)%</b>
<b>TOTAL ACTIVE</b>	<b>4.821</b>	<b>5.243</b>	<b>(422)</b>	<b>(8)%</b>
<b>CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII</b>				
<b>Capitaluri proprii</b>				
Capital social ,din care	733	733	0	0%
<i>Capital social subscris</i>	733	733	0	0%
Prima de emisiune	50	50	0	0%
Rezerve legale	116	116	0	0%
Rezerve din reevaluare	512	549	(37)	(7)%
Alte rezerve	57	57	0	0%
Rezultat reportat	1.539	1.602	(64)	(4)%
<b>Total capitaluri proprii</b>	<b>3.007</b>	<b>3.108</b>	<b>(101)</b>	<b>(3)%</b>
<b>Datorii pe termen lung</b>				
Venituri în avans pe termen lung	413	430	(17)	(4)%
Împrumuturi	398	502	(104)	(21)%
Datorii privind impozitele amânate	27	30	(3)	(10)%
Obligații privind beneficiile angajaților	43	43	0	0%
<b>Total datorii pe termen lung</b>	<b>882</b>	<b>1.005</b>	<b>(124)</b>	<b>(12)%</b>
<b>Datorii curente</b>				
Datorii comerciale și alte datorii	714	874	(160)	(18)%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	7	9	(1)	(15)%
Împrumuturi	128	138	(10)	(7)%
Provizioane	46	54	(8)	(15)%
Venituri în avans pe termen scurt	37	38	(1)	(3)%
Impozit pe profit de plată	0	17	(17)	n/a
<b>Total datorii curente</b>	<b>932</b>	<b>1.130</b>	<b>(198)</b>	<b>(18)%</b>
<b>Total datorii</b>	<b>1.814</b>	<b>2.135</b>	<b>(322)</b>	<b>(15)%</b>
<b>Total capitaluri proprii și datorii</b>	<b>4.821</b>	<b>5.243</b>	<b>(422)</b>	<b>(8)%</b>



ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]		IANUARIE - SEPTEMBRIE					
Indicator	Realizat 2017	Realizat 2016	Bugetat 2017	Realizat 2017 vs 2016	Realizat 2017 vs 2016 (%)	Realizat vs Bugetat 2017	Realizat vs Bugetat 2017 (%)
Venituri din exploatare							
Venituri din serviciile de transport	794	852	806	(58)	(7)%	(12)	(1)%
Venituri din serviciile de sistem	497	530	497	(33)	(6)%	0	0%
Venituri din piața de echilibrare	1.085	484	1.067	601	124%	18	2%
Alte venituri	38	33	35	6	18%	3	8%
<b>Total venituri din exploatare</b>	<b>2.414</b>	<b>1.899</b>	<b>2.405</b>	<b>516</b>	<b>27%</b>	<b>9</b>	<b>0%</b>
Cheltuieli din exploatare							
Cheltuieli privind operarea sistemului	192	173	179	19	11%	13	7%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	1.085	484	1.067	601	124%	18	2%
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	502	447	449	55	12%	53	12%
Amortizare	234	244	261	(10)	(4)%	(27)	(10)%
Salarii și alte retribuiții	132	132	138	0	0%	(6)	(4)%
Reparații și mentenanță	58	63	82	(5)	(8)%	(24)	(29)%
Materiale și consumabile	5	6	13	(1)	(17)%	(8)	(62)%
Alte cheltuieli din exploatare	105	88	83	16	18%	22	26%
<b>Total cheltuieli din exploatare</b>	<b>2.313</b>	<b>1.637</b>	<b>2.272</b>	<b>675</b>	<b>41%</b>	<b>41</b>	<b>2%</b>
<b>Profit din exploatare</b>	<b>102</b>	<b>261</b>	<b>134</b>	<b>(159)</b>	<b>(61)%</b>	<b>(32)</b>	<b>(24)%</b>
Venituri financiare	16	27	13	(11)	(41)%	3	23%
Cheltuieli financiare	30	32	20	(1)	(4)%	11	54%
<b>Rezultat financiar net</b>	<b>-14</b>	<b>-5</b>	<b>-7</b>	<b>(10)</b>	<b>n/a</b>	<b>(8)</b>	<b>n/a</b>
<b>Profit înainte de impozitul pe profit</b>	<b>87</b>	<b>257</b>	<b>127</b>	<b>(169)</b>	<b>(66)%</b>	<b>(40)</b>	<b>(31)%</b>
Impozit pe profit	22	44	21	(22)	(50)%	1	7%
<b>Profitul exercițiului</b>	<b>65</b>	<b>213</b>	<b>106</b>	<b>(147)</b>	<b>(69)%</b>	<b>(41)</b>	<b>(39)%</b>

### ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	9L 2017	9L 2016	Δ
<b>Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare</b>			
Profitul perioadei	65	213	(149)
<b>Ajustari pentru:</b>			
Cheltuiala cu impozitul pe profit	22	44	(22)
Cheltuieli cu amortizarea	234	244	(10)
Cheltuieli cu provizioanele din deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe	41	16	25
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe	(8)	(9)	1
Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale,net	1	0	1
Reversarea ajustarilor de valoare privind imobilizările corporale	1	3	(2)
Reversarea netă a ajustărilor de valoare privind provizioanele pentru riscuri și cheltuieli	(8)	(8)	0
Cheltuieli cu dobânzile, veniturile din dobânzi și venituri nerealizate din diferențe de curs valutar	13	3	10
<b>Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant</b>	<b>360</b>	<b>507</b>	<b>(147)</b>
<b>Modificări în:</b>			
Clienți și conturi asimilate	(57)	168	(225)
Stocuri	(2)	1	(3)
Datorii comerciale și alte datorii	(178)	(180)	1
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	(1)	14	(15)
Venituri în avans	(18)	(22)	4
<b>Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare</b>	<b>103</b>	<b>488</b>	<b>(385)</b>
Dobânzi plătite	(8)	(11)	3
Impozit pe profit plătit	(8)	(53)	45
<b>Numerar net din activitatea de exploatare</b>	<b>87</b>	<b>425</b>	<b>(338)</b>
<b>Fluxuri de trezorerie utilizate din activitatea de investiții</b>			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(135)	(117)	(18)
Încasări avansuri neutilizate	0	30	(30)
Dobânzi încasate	4	5	0
Dividende încasate	2	3	(1)
Alte active financiare	135	(223)	358
<b>Numerar net utilizat în activitatea de investiții</b>	<b>6</b>	<b>(303)</b>	<b>310</b>
<b>Fluxuri de trezorerie din activitatea de finanțare</b>			
Utilizare linie de credit cogenerare			
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(125)	(154)	28
Dividende plătite	(165)	(194)	29
<b>Numerar net utilizat în activitatea de finanțare</b>	<b>(291)</b>	<b>(348)</b>	<b>57</b>
<b>Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar</b>	<b>(198)</b>	<b>(227)</b>	<b>29</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie</b>	<b>934</b>	<b>974</b>	<b>(41)</b>
<b>Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei</b>	<b>736</b>	<b>748</b>	<b>(12)</b>

**ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare**

Indicatori	Formula de calcul	9L 2017	9L 2016
<b>Indicatorul lichidității curente (x)</b>	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,78	1,93
<b>Indicatorii gradului de îndatorare (x):</b>			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	13,24	16,55
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	11,69	14,20
<b>Viteza de rotație clienți (zile)</b>	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times 180}{\text{Cifra de afaceri}}$	61,12	55,62
<b>Viteza de rotație active immobilizate (x)</b>	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active immobilizate}}$	0,75	0,57

\*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 incerți, schema de cogenerare și supracompensarea nu au fost incluse în soldul mediu.

**Anexa 5 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în trimestrul III/ 2017 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 Achizitie
				Mii Lei	Mii Euro			
0	1	2	3	4	5	6	7	8
1	C 186/2017	Achiziție echipamente primare de medie și înaltă tensiune (contract subsecvent nr.3 la acordul cadru nr. C 14/2016)	12 luni	7.479,8	0,00	Furnizare	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Reofertare
2	C 188/2017	Studiu privind analiza stării echipamentelor din RET cu durata normală de funcționare depășată	24 luni	1.360,7	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație Deschisă
3	BA 665/2017	Servicii de curățenie în sediile ST Bacău și DET	24 luni	525,8	0,00	Servicii	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație Deschisă
4	SB 29/2017	Servicii specializate de pază, monitorizare și intervenție la obiectivele ST Sibiu	6 luni	1.050,3	0,00	Servicii	OUG 34/2006 + HG 925/2006	Negociere fără invitație prealabilă

## Anexa 6 – Glosar de termeni

„ANRE”	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei Electrice
„BAR”	Baza reglementată a activelor
„BVB”	Bursa de Valori București, operatorul pieței reglementate pe care sunt tranzacționate Acțiunile
„CEE”	Comunitatea Economică Europeană
„Companie”, „CNTEE”, „TEL”	Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica SA
„CPT”	Consum Propriu Tehnologic
„CS”	Consiliul de Supraveghere
„DEN”	Dispecerul Energetic Național
„EBIT”	Profit operațional înainte de dobânzi și impozit pe profit
„EBITDA”	Profit operațional înainte de dobânzi, impozit pe profit și amortizare
„EBT”	Profit operațional înainte de impozitul pe profit
„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