



CNTEE TRANSELECTRICA SA

RAPORTUL SEMESTRIAL
ianuarie – iunie
2017

	Cifre cheie	1
	Date financiare	2
	Date operaționale	11
	Investiții	14
	Evenimente semnificative	16
	Alte aspecte	19
	Anexe	24

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

**conform prevederilor art. 65 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 iunie 2017

Data raportului:	16 august 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
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:	2.004.840.934 lei (27,35 lei/acțiune la 30.06.2017)
Standardul contabil aplicat:	Standardele internaționale de raportare financiară
Auditarea:	Situațiile financiare întocmite la data de 30.06.2017 nu sunt auditate

DECLARAȚIA PERSOANELOR RESPONSABILE

După cunoștințele noastre, datele financiare preliminare pentru perioada de 6 luni încheiată la 30 iunie 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, 11 august 2017

Directorat,

**Georgeta-Corina
POPESCU**

**Președinte al
Directoratului**



**Constantin
VĂDUVA**

Membru Directorat

**Octavian
LOHAN**

Membru Directorat

**Mircea-Toma
MODRAN**

Membru Directorat



Cifre cheie S1 2017 vs S1 2016

CIFRE CHEIE – S1 2017

FINANCIAR		
1.739 mil lei	▲ 28,9% y/y	Venituri
285 mil lei	▼ 16,9% y/y	EBITDA
98 mil lei	▼ 30,6% y/y	Profit net
27,40 TWh	▲ 3,5% y/y	Energie tarifată**

OPERAȚIONAL		
2,18* %	▼ 0,27pp y/y	CPT
21,64 TWh	▲ 4,6% 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		
117,00 mil lei	▲ 74,6% y/y	Achiziții de imobilizări corporale și necorporale****
37,85 mil lei	▼ 171,0% y/y	Mijloace fixe înregistrate în evidența contabilă (PIF)

**** Suma corespunzătoare S1 2016 nu include avansul neutilizat aferent tronsonului de linie nouă Porțile de Fier – (Anina) – Reșița



Date financiare

Sinteza rezultatelor financiare la 30 iunie 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]	S1 2017	S1 2016	Δ	Δ (%)
Volum tarifat de energie- TWh	27,40	26,47	0,93	4%
ACTIVITĂȚI CU PROFIT PERMIS				
Venituri operaționale	615	648	(33)	(5)%
Transport	554	595	(41)	(7)%
Servicii de sistem funcționale	36	32	5	14%
Alte venituri	25	21	4	16%
Costuri operaționale	330	307	23	8%
Costuri de operare a sistemului	101	92	9	9%
Mentenanță și reparații	48	49	0	(1)%
Salarii și alte retribuții	96	92	3	4%
Alte costuri	85	74	12	16%
EBITDA	285	341	(56)	(17)%
Amortizare	156	163	(7)	(4)%
EBIT	129	179	(50)	(28)%
ACTIVITĂȚI ZERO PROFIT				
Venituri operaționale	1.124	701	423	60%
Servicii de sistem tehnologic	319	335	(16)	(5)%
Piața de echilibrare	805	367	438	120%
Costuri operaționale	1.124	700	424	61%
Servicii de sistem tehnologice	319	333	(14)	(4)%
Piața de echilibrare	805	367	438	120%
EBIT	0	2	(2)	(107)%
TOATE ACTIVITĂȚILE (CU PROFIT PERMIS ȘI ZERO PROFIT)				
Venituri operaționale	1.739	1.350	390	29%
Costuri operaționale	1.454	1.007	448	44%
EBITDA	285	343	(58)	(17)%
Amortizare	156	163	(7)	(4)%
EBIT	129	180	(51)	(29)%
Rezultat financiar	(8)	(6)	(3)	51%
EBT	120	175	(54)	(31)%
Impozit pe profit	22	33	(11)	(33)%
Profit net	98	142	(43)	(31)%

Situația separată a poziției financiare				
[mil RON]	30 iunie 2017	31 decembrie 2016	Δ	Δ (%)
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.109	3.190	(80)	(3)%
Imobilizări necorporale	15	14	1	7%
Imobilizări financiare	78	78	0	0%
Alte active imobilizate	7	10	(3)	(33)%
Total active imobilizate	3.209	3.292	(83)	(3)%
Active circulante				
Stocuri	33	30	2	7%
Creanțe	870	852	18	2%
Alte active financiare	165	135	30	22%
Numerar și echivalente	622	934	(311)	(33)%
Total active imobilizate	1.690	1.951	(261)	(13)%
TOTAL ACTIVE	4.900	5.243	(343)	(7)%
Capitaluri proprii	3.041	3.108	(67)	(2)%
Datorii pe termen lung				
Împrumuturi	445	502	(57)	(11)%
Alte datorii	489	503	(15)	(3)%
Total datorii pe termen lung	934	1.005	(72)	(7)%
Datorii curente				
Împrumuturi	175	138	36	26%
Alte datorii	751	992	(241)	(24)%
Total datorii curente	925	1.130	(205)	(18)%
Total datorii curente	1.859	2.135	(276)	(13)%
Capitaluri proprii și datorii	4.900	5.243	(343)	(7)%

Situația separată a fluxurilor de trezorerie				
[mil RON]	S1 2017	S1 2016	Δ	Δ (%)
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	305	350	(45)	(13)%
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	(3)	187	(190)	(101)%
Numerar net din activitatea de exploatare	(8)	141	(149)	(106)%
Numerar net din activitatea de investiții	(112)	37	(149)	n/a
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(191)	(274)	83	(30)%
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(311)	(96)	(215)	224%
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	934	975	(41)	(4)%
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	622	879	(257)	(29)%

REZULTATE OPERAȚIONALE

Volumul de energie tarifat

În semestrul I 2017, cantitatea totală de energie electrică tarifată pentru serviciile prestate pe piața de energie electrică (27,40 TWh) a înregistrat o creștere de 4% comparativ cu semestrul I 2016 (diferența între cele două perioade fiind de +0,9 TWh).

Această tendință s-a manifestat în fiecare dintre lunile semestrului I 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 semestrul I 2017 au înregistrat o creștere de 29% comparativ cu perioada similară a anului anterior (1.739 mil lei în semestrul I 2017 de la 1.350 mil lei în semestrul I 2016).

Segmentul **activităților cu profit permis** a înregistrat o scădere a veniturilor de 5,10% (615 mil lei în S I 2017 de la 648 mil lei în S I 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 3,30% față de valoarea realizată în semestrul I 2016 (38 mil lei în semestrul I 2017 de la 40 mil lei în semestrul I 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.

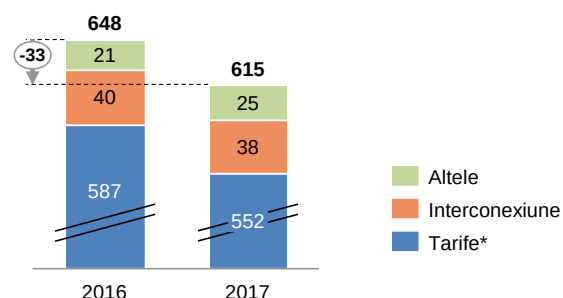
Începând cu anul 2016, s-a implementat principiul UIOSI pe granița cu Bulgaria, iar începând cu anul 2017 și pe granița cu Serbia. Potrivit acestui principiu, participanții care nu folosesc capacitățile câștigate la licitațiile anuale și lunare sunt remunerați (de către

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)



* Tarif transport și servicii de sistem funcționale

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

Veniturile din **activitățile zero-profit** au înregistrat o creștere de 60,29% (1.124 mil lei în semestrul I 2017 de la 701 mil lei în semestrul I 2016) determinată în principal de creșterea veniturilor pe piața de echilibrare cu 120%, urmare a:

- 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 dispecerizabile 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).

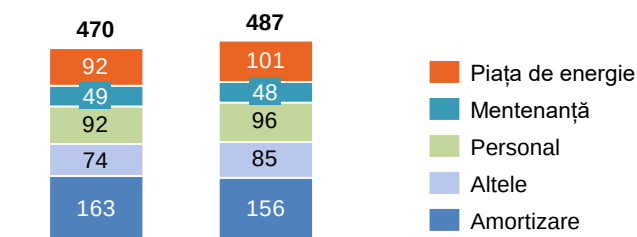
În semestrul I 2017, veniturile din serviciile tehnologice furnizate au scăzut cu 4,68% față de semestrul I 2016 în urma diminuării tarifelor medii pentru serviciile de sistem tehnologice începând cu data de 01 iulie 2016, în condițiile creșterii consumului de energie electrică.

Cheltuieli operaționale

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

Costuri operaționale activități cu profit permis
(mil lei)

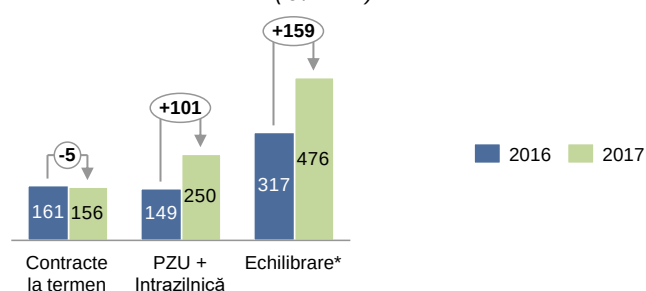


CPT: Costul total cu procurarea energiei electrice necesare acoperirii consumului propriu tehnologic a crescut cu 12,89% în semestrul I 2017 față de perioada similară a anului 2016.

Necesarul de energie pentru CPT a fost mai mic în semestrul I 2017 situându-se în jurul valorii de 472 GWh față de 508 GWh în semestrul I 2016.

Cu privire la prețurile de achiziție din semestrul I 2017, costul unitar mediu de achiziție a înregistrat o creștere semnificativă de 20,87% (212,5 lei/MWh în semestrul I 2017 față de 175,8 lei/MWh în semestrul I 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 semestrul I 2017 valoarea congestiilor înregistrate este nesemnificativă (0,04 mil lei).

Segmentul **activităților zero-profit** a înregistrat o creștere a costurilor cu 60,68% (1.124 mil lei de la 700 mil lei în semestrul I 2016), determinată de creșterea cheltuielilor pe piața de echilibrare.

În perioada ianuarie-iunie 2017, cheltuielile privind serviciile de sistem tehnologice au înregistrat o scădere de 4,19% 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 iunie 2017 achiziția serviciilor de sistem tehnologice s-a efectuat în regim reglementat de la SC Hidroelectrică SA (Decizia ANRE nr. 1035/22.06.2016) și de la SC Complexul Energetic Hunedoara SA (Decizia ANRE nr. 1034/22.06.2016).

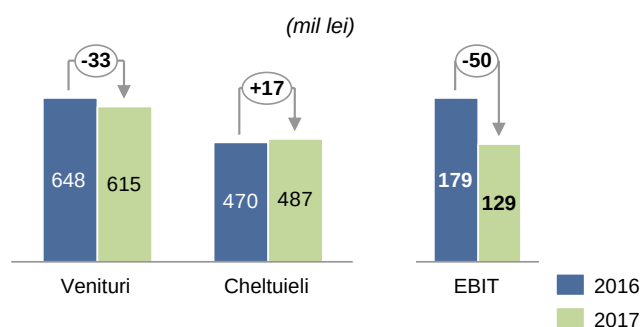
CNTEE Transelectrica SA refacturează valoarea serviciilor de sistem tehnologice achiziționate de la producători către furnizorii de energie electrică licențiați de ANRE, care beneficiază în final de aceste servicii.

Profit operațional

EBITDA a înregistrat o scădere de 16,94% față de perioada similară a anului anterior (285 mil lei de la 343 mil lei în semestrul I 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 129 mil lei, diminuat de la 179 mil lei, pe fondul diminuării tarifelor de transport.

Structura EBIT activități profit permis



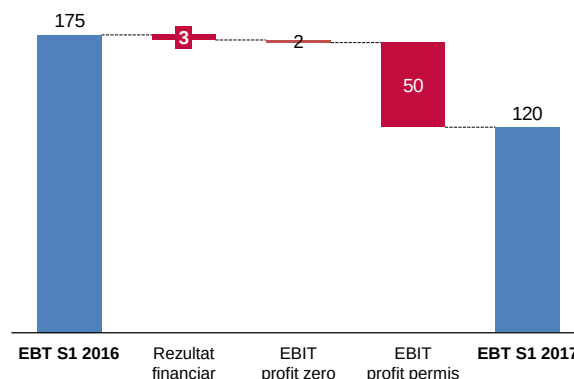
EBIT generat de **activitățile zero-profit** a înregistrat un rezultat negativ de 0,1 mil lei.

Pe întreaga activitate, **EBIT** a înregistrat o scădere de aprox. 28,56% (129 mil lei de la 180 mil lei în semestrul I 2016).

Profit brut (EBT)

Profitul brut a înregistrat o scădere de 31,09%, de la 175 mil lei în semestrul I 2016 la 120 mil lei în semestrul I 2017. Diferența între profitul înregistrat în semestrul I 2017 și semestrul I 2016, descompusă pe elementele constitutive ale profitului, este prezentată în graficul următor.

Structura EBT
(mil lei)



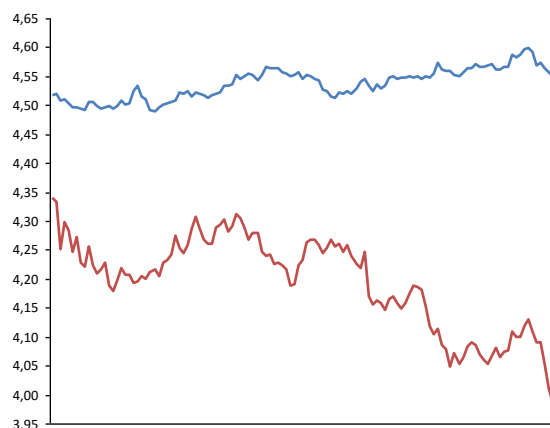
Rezultat Financiar

Rezultatul financiar net înregistrat în perioada ianuarie-iunie 2017 a fost negativ în valoare de 8 mil lei, pe fondul evoluției poziției corespunzătoare altor venituri financiare.

Aceasta a inclus în anul 2016 dividendele încasate de la filialele Companiei. În semestrul I 2017, dividendele corespunzătoare participăției Companiei în TELETRANS nu au fost încasate până la 30 iunie 2017.

Astfel, comparativ cu rezultatul financiar net înregistrat în semestrul I 2016 pierderea netă înregistrată în semestrul I 2017 a crescut cu 51,40%.

Evoluția cursului de schimb valutar



Profit net

Profitul net a înregistrat o scădere de aproximativ 30,62% față de cel înregistrat în semestrul I 2016 (98 mil lei de la 142 mil lei) evoluție determinată în principal de scăderea veniturilor din serviciul de transport al energiei electrice.

POZIȚIA FINANCIARĂ

Active imobilizate

Activele imobilizate au înregistrat o scădere de 2,5% la 30 iunie 2017 față de 31 decembrie 2016, în principal în urma înregistrării amortizării imobilizărilor corporale aferente perioadei, pe fondul unor creșteri a sumelor imobilizărilor corporale în curs.

În cadrul Activelor imobilizate este inclusă și suma de 6,5 mil lei, reprezentând creanțe comerciale aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență corespunzătoare SC Electrocentrale Oradea SA, eșalonate la plată în baza Contractului de preluare a datoriei de către Termoficare Oradea, inclusiv în baza actului adițional la acest contract, astfel:

- supracompensare pentru anul 2016 în sumă de 4,6 mil lei;
- supracompensare pentru anul 2015 în sumă de 1,9 mil lei.

Active circulante

Activele circulante au înregistrat o scădere cu 13,4% la 30 iunie 2017 (1.690 mil lei) comparativ cu valoarea înregistrată la 31 decembrie 2016 (1.951 mil lei), influențată de scăderea cu 33,3% a numerarului și de creșterea cu 22,2% a depozitelor bancare cu o maturitate mai mare de 90 de zile.

La data de 30 iunie 2017, creanțele comerciale și alte creanțe înregistrează o creștere de 2,2%.

Din analiza evoluției componentelor se observă o scădere a creanțelor comerciale cu 4,6% și o creștere la capitolul alte creanțe cu 23,6%.

La data de 30 iunie 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 mai și iunie 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 56% în total creanțe comerciale.

Creanțele aflate în sold pentru piața de echilibrare, în suma de 190,1mil lei au înregistrat o scădere valorică față de 31 decembrie 2016, urmare a diminuării tranzacțiilor pe aceasta piață.

La data de 31 martie 2017, Compania înregistrează creanțe de încasat din schema de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență în procent de aproximativ 30% (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 iunie 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 iunie 2017, Compania înregistrează creanțe de încasat în sumă de 195,9 mil lei, reprezentate de facturile emise aferente schemei de sprijin de tip bonus pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, din care:

- supracompensare pentru perioada 2011-2013 în sumă de 76,7 mil lei, respectiv de la RAAN – 63,5 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 34,1 mil lei, din care: Transenergo Com – 5,9 mil lei, ENEL Energie SA – 5,5 mil lei, ENEL Energie Muntenia – 5,2 mil lei, Pet Prod – 4,4 mil lei, Romenergy Industry – 2,7mil lei, RAAN – 2,4mil lei, Arelco Power – 2,4mil lei, UGM Energy – 1,8mil lei, CET Govora – 0,9mil 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 datoriiilor

reciproce, Compania a aplicat și aplică în continuare prevederile art. 17 alin. 5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență: “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 eșalonare 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 eșalonării la plată.

În baza Convenției, au fost compensate creanțele Companiei de încasat de la CET Govora SA cu datoriile către CET Govora SA, reprezentate de bonus de cogenerare pentru perioada mai 2014 – octombrie 2015 reținut prin aplicarea prevederilor art. 17 alin.5 din Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 și a prevederilor din Convenție, în sumă de 40,5 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 luna septembrie 2016, CNTEE Transelectrica SA a încheiat cu SC Termoficare Oradea un contract de preluare a datoriei SC Electrocentrale Oradea reprezentând supracompensarea pentru anul 2014 și 2015. Datoria preluată, în sumă de 29,3 mil lei, a fost eșalonată în 24 rate lunare (31.10.2016-30.09.2018), iar suma de 2 mil lei a fost reclasificată la creanțe pe termen lung, având scadența mai mare de 1 an.

De asemenea, supracompensarea activității privind schema de sprijin aferentă anului 2016 pentru Electrocentrale Oradea constituie obiectul unui act adițional la contractul de preluare a datoriei de către Termoficare Oradea și va fi încasată eșalonat începând cu luna octombrie 2018 (după achitarea integrală a sumei de 29,3 mil lei), iar suma de 4,56 mil lei a fost reclasificată la creanțe pe termen lung, având scadența mai mare de 1 an.

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 iunie 2017, Compania nu înregistrează provizioane pentru schema de sprijin, valoarea nerecuperată a acestor creanțe urmând a fi inclusă în contribuția pentru cogenerare.

La data de 30 iunie 2017, alte creanțe în sumă de 160,2 mil lei includ în principal 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;

Datorii

Datoriile pe termen lung au înregistrat o scădere de 7,1% în principal în urma rambursărilor efectuate conform graficelor din acordurile de împrumut existente.

Datoriile pe termen scurt au înregistrat de asemenea o scădere de 12,9% la 30 iunie 2017. Factorii principali ai scăderii sunt detaliați mai jos:

- scăderea de la 287 mil lei (31 decembrie 2016) la 135 mil lei (30 iunie 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 iunie 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.

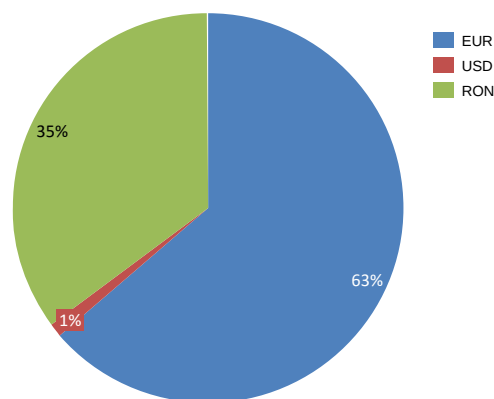
Creșterea împrumuturilor pe termen scurt pentru activitatea operațională a fost determinată de contractarea unei linii de credit în luna martie 2017 de la BRD GROUP SOCIETE GENERALE SA, Sucursala Mari Clienți Corporativi pentru o perioadă de 12 luni pentru finanțarea schemei de sprijin de tip bonus pentru cogenerarea de înaltă eficiență, sub forma de descoperire de cont, în sumă de 150.000.000, 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 30.06.2017 s-au efectuat trageri din linia de credit aferentă cogenerării în sumă de 43,1 mil lei.

Împrumuturile purtătoare de dobândă cu scadența mai mică de 12 luni s-au redus cu 36 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 30.06.2017



Capitaluri proprii

Scăderea capitalurilor proprii la data de 30 iunie 2017 față de 31 decembrie 2016 a fost determinată în principal de repartizarea profitului anului 2016, pe fondul înregistrării în rezultatul reportat a profitului net, în sumă de 98,3mil lei, realizat la data de 30 iunie 2017. Valoarea dividendelor cuvenite acționarilor, repartizate din profitul anului 2016 conform Hotararii AGA nr. 4/27.04.2017, este în suma de 165,4mil 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.

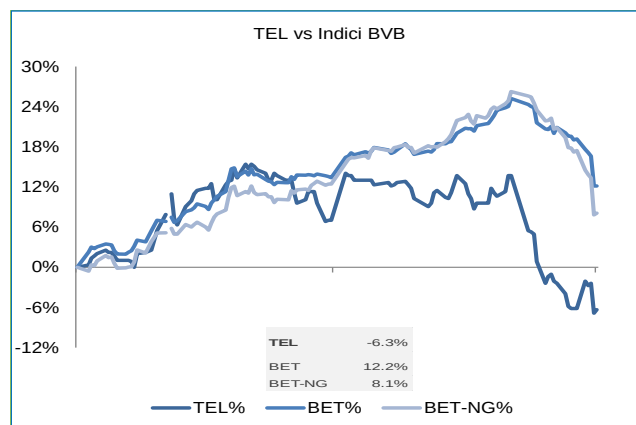
La sfârșitul fiecărei perioade de raportare, capitalul social subscris și vărsat integral al Companiei, în sumă de 733.031.420 este împărțit în 73.303.142 acțiuni ordinare cu o valoare nominală de 10 lei/acțiune și corespunde cu cel înregistrat la Oficiul Registrului Comerțului.

EVOLUȚIA ACȚIUNILOR

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

În primul semestru 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 iunie 2017) găsim acțiunea la un preț de 27,35 lei. Prețul minim de tranzacționare a fost înregistrat în data de 20.01.2017, de 26,5 lei/acțiune, maximum de 33,85 lei/acțiune fiind atins în data de 28.02.2017.





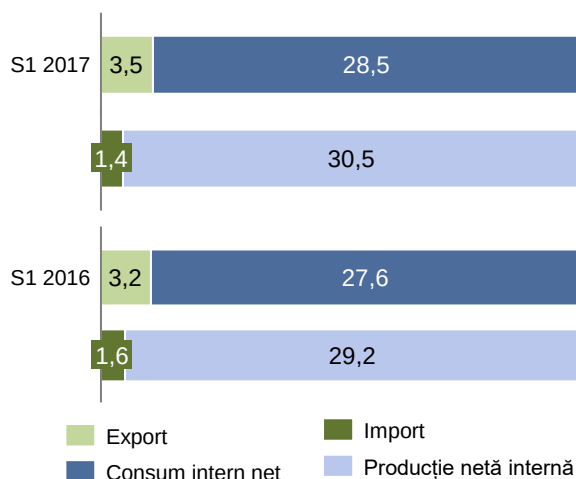
Date operaționale

BALANȚA ENERGETICĂ SEN

Analizând evoluția componentelor balanței energetice, în semstrul I 2017 față de aceeași perioadă a anului precedent, consumul intern net¹ a crescut cu 3,04%, producția netă de energie cu 4,54%.

Schimbările fizice transfrontaliere de export au crescut cu 9,3% față de perioada similară din 2016, în timp ce fluxurile transfrontaliere de import au înregistrat o scădere de 12 %.

Balanța energetică S1
(TWh)



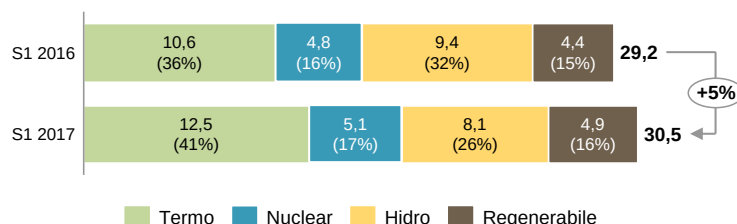
MIX DE PRODUCȚIE

În structura mixului de producție, în semestrul I 2017 comparativ cu 2016, s-a înregistrat o creștere a ponderii componentei termo de aproximativ 17,8% și a producției din surse regenerabile de 10,7%.

Aportul componentei hidro a cunoscut o scădere de 13,8% (8,1 TWh față de 9,4 TWh).

Analizând ponderile componentelor mixului de producție netă pentru semestrul I 2017 se observă că cea mai mare pondere (41%) este reprezentată de componenta termo urmată de componenta hidro (26%), iar energia produsă din surse regenerabile și nucleară au o pondere de aproximativ de 17% fiecare.

Mix producție energie electrică netă
(TWh)



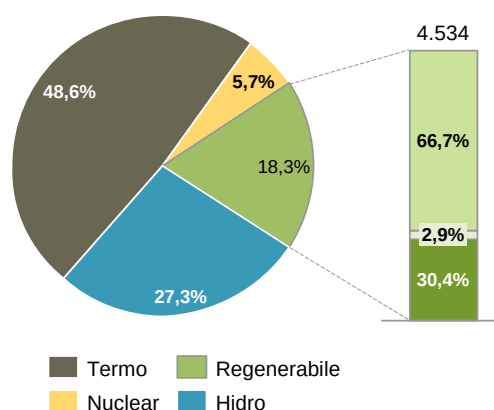
PARCUL NAȚIONAL DE PRODUCȚIE

În semestrul I 2017, puterea instalată brută în centralele electrice a înregistrat o creștere de 0,3%, comparativ cu semestrul I 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.

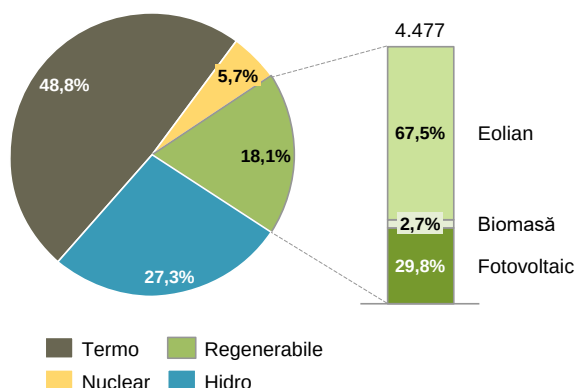
Dinamica puterii instalate aferente semestrului I 2017 respectiv 2016, este redată în cele ce urmează:

Putere instalată S1 2017 (24.742 MW, valoare brută)

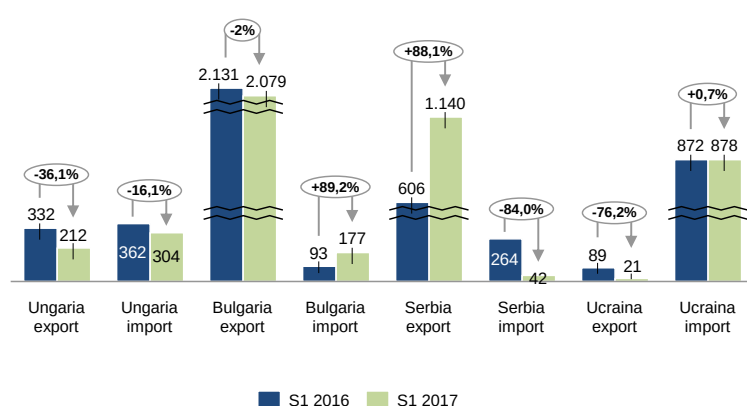


¹ valorile nu includ consumul aferent serviciilor proprii din centralele de producere energie electrică; valoarea consumului net include pierderile din rețelele de transport și distribuție precum și consumul pompelor din stațiile hidro cu acumulare prin pompaj

Putere instalată S1 2016 (24.672 MW, valoare brută)



Fluxuri fizice (GWh)



FLUXURI TRANSFRONTALIERE

Comparativ cu S1 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 30 pp, în timp ce pe relația cu Bulgaria s-a înregistrat o scădere cu 40 pp.

Astfel, comparativ cu 2016, fluxurile fizice de export au crescut cu Serbia (88,1% +534 GWh), în timp ce pe relația cu Ungaria, Bulgaria și Ucraina au înregistrat scăderi.

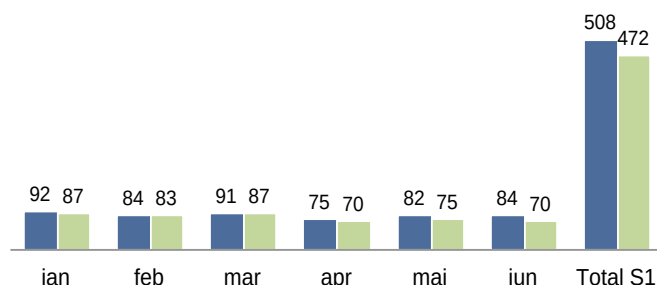
Analizând fluxurile fizice de import se observă scăderi pe relațiile cu Ungaria și Serbia, în timp ce pe relațiile cu Bulgaria și Ucraina s-au înregistrat creșteri de 88,1% respectiv 0.7%.

CONSUMUL PROPRIU TEHNOLOGIC

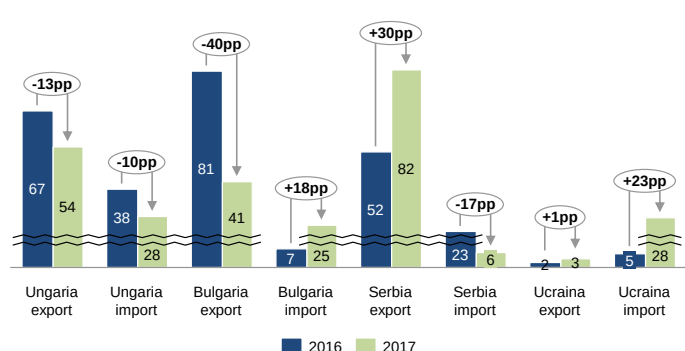
În semestrul I 2017 CPT-ul în RET a scăzut cu cca. 7% comparativ cu perioada similară din anul 2016, în general pe fondul unor condiții meteorologice mai favorabile, a fluxurilor și a structurii de producție mai avantajoase și precipitațiilor mai scăzute cantitativ.

Raportat la energia intrată în contur pierderile au scăzut de la 2,45% la 2,18%.

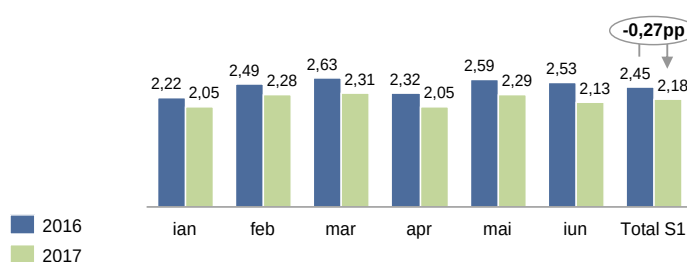
CPT achiziționat (GWh)



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 distanță 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%.



Investiții

MIJLOACELE FIXE ÎNREGISTRATE ÎN CONTABILITATE

Valoarea mijloacelor fixe înregistrate în contabilitate în semestrul I 2017 a fost de 37,85 mil lei.

În semestrul I 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:

- 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 Statia 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;
- Racordarea la RET a CEE Valea Dacilor 147 MW – 2,4 mil lei;
- Înlocuire TRAFU 110/20 kV, 10MVA în Stația 110/20 kV Fântânele – 1,1 mil lei;
- Depozit unități de transformare de putere rezerve de sistem și treceri izolate aflate în stocul de securitate al CNTEE "Transelectrica" - SA în Stația 400 kV Sibiu Sud – 0,8 mil lei;
- Modernizare clădire corp comandă din Stația Roman Nord 400/110/20 kV – 0,7 mil lei;
- Stâlpi speciali de intervenție, tip Portal Ancorat Universal pentru tensiunea de 220-400 kV, inclusiv fundații prefabricate – 0,6 mil lei;
- Camere de termoviziune – 0,2 mil lei;
- Echipamente informatice TEMPEST destinate prelucrării și stocării informațiilor clasificate Secrete de Stat – 0,2 mil lei;
- Switch 48 porturi cu management – 0,1 mil lei.

ACHIZIȚII DE IMOBILIZĂRI

Achizițiile de imobilizări corporale și necorporale² în semestrul I 2017 sunt în suma de 116,5 mil lei comparativ cu semestrul I 2016 când achizițiile au fost în sumă de 67,3 mil lei.

² Include variația furnizorilor de imobilizări în sold la data de 30 iunie a anului 2017

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

- Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu – 103,9 mil lei;
- LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) – 73,5 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 – 39,8 mil lei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad - Etapa I - LEA 400kV s.c. Porțile de Fier - (Anina) – Reșița – 18,5 mil lei;
- Modernizare Stația 110 kV și 20 kV Suceava – 14,4 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 – 13,8 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 Stație 220/110 kV Tihău - echipament primar – 6,1 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 – 4,1 mil lei;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României – 3,6 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;
- 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 – 2,7 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 – 2,2 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 – 1,4 mil lei;
- Înlocuire întreruptoare din stații electrice – 1,1 mil lei;
- Sistem integrat de securitate la noua Stație de (400) 220/110 kV Banca – 1,1 mil lei;
- Modernizare sistem SCADA Stația 400/110 kV Constanța Nord – 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;
- Retehnologizare Stația 400/110/20 kV Tulcea Vest - partea de construcții – 0,8 mil lei;
- Modernizare stație de 110/6 kV din Stația 220/110/6 kV Peștiș – 0,7 mil lei;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare - RET – 0,7 mil lei;
- LEA 400 kV Oradea – Beckescsaba – 0,7 mil lei;
- Racordarea la RET a CEE 33 MW Sarichioi, jud. Tulcea, în celula LEA 110 kV Zebil din Stația 400/110 kV Tulcea Vest – 0,6 mil lei;
- Mutări și protejări instalații electrice de înaltă tensiune - LEA 220 kV pe traseul autostrăzii Sebeș-Turda - Lot 4, LEA 220 kV Cluj Florești - Alba Iulia (traversarea 178-179) – 0,6 mil lei.

ASPECTE CONTRACTUALE

Cele mai importante contracte de investiții semnate în S1 anul 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 - IUNIE 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; agenția evaluează Compania din

punct de vedere al capacității prezente și viitoare în a-și îndeplini obligațiile de plată față de creditori.

- **Incident în stația Hășdat**

În data de 05.03.2017, la ora 18:39, ca urmare a defectării unui echipament (întreruptor) din stația 220/110 kV Hășdat, au avut loc mai multe declanșări la echipamente aparținând CNTEE Transelectrica SA din zona Valea Jiului (în stațiile 220/110 kV Hășdat, 220/110 kV Baru Mare și 220 kV Paroșeni), care au condus la rămânerea fără tensiune a unei părți a județului Hunedoara, zona de unde sunt alimentate cu energie electrică minele de carbune (hulă) aparținând Complexului Energetic Hunedoara. Realimentarea tuturor consumatorilor s-a realizat foarte rapid, la ora 18:50.

În urma acestui incident nu s-au înregistrat deteriorări de echipamente sau disfuncționalități la consumatorii a căror alimentare cu energie electrică a fost întreruptă timp de 11 minute, inclusiv la minele de cărbune Paroșeni, Uricani, Vulcan, Lupeni, Lonea și Livezeni. Fiind zi de duminică, activitatea minieră era întreruptă. Consumul total întrerupt a fost de 47 MW, energia nelivrată consumatorilor reprezentând 8,6 MWh.

Stația 220/110 kV Hășdat este o stație în proces de re tehnologizare, în prezent sunt pregătite toate documentele necesare demarării procedurii de achiziție pentru execuția lucrărilor de re tehnologizare.

- **Schimbări în conducerea Companiei**

Directorat

În data de 13 martie 2017, Domnul Ion-Toni TEAU director general executiv (președinte al Directoratului) a renunțat la mandatul încredințat. Deși solicitarea de renunțare la mandat a fost începând cu data de 26 aprilie 2017, încetarea contractului de mandat cu acordul părților a intervenit la data de 31 mai 2017.

În data de 5 aprilie 2017 doamna Georgeta-Corina POPESCU a semnat declarația de acceptare a mandatului de membru al Directoratului CNTEE Transelectrica SA, numirea acesteia devenind efectivă începând cu data de 01 mai 2017. Doamna Georgeta-

Corina POPESCU a preluat funcția de director general executiv (președinte al Directoratului) începând cu data de 01 iunie 2017.

Consiliul de Supraveghere

În data de 31 ianuarie 2017 a fost numit în funcția de membru provizoriu al Consiliului de Supraveghere domnul Ciprian BOLOȘ, mandat la care a renunțat în data de 27 martie 2017.

La 31 martie 2017 domnul Ștefan-Valeriu IVAN a fost numit în funcția de membru provizoriu, mandat care a expirat la data de 30 mai 2017, la aceeași dată la care au expirat și mandatele celorlalți membrii ai Consiliului de Supraveghere în funcție (Dragoș-Corneliu Zachia-Zlatea, Ovidiu-Petrișor Artopolescu, Radu Bugică, Daniel-Cristian Pîrvulescu, Costin Mihalache, Dorin-Alexandru Badea).

Astfel, în data de 30 mai 2017, prin Hotărârea AGOA nr.5 se aprobă 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.

EVENIMENTE ULTERIOARE

• 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.



Alte aspecte

STRUCTURA ACȚIONARIATULUI

La data de 30.06.2017, structura acționariatului a fost următoarea:

Denumire acționar	Nr. acțiuni
Statul român prin Ministerul Economiei, Comerțului și Relației cu Mediul de Afaceri	-
Statul român prin ME	43.020.309
Alți acționari - persoane juridice	25.482.397
Alți acționari - persoane fizice	4.800.436
Total	73.303.142

TARIFE

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

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

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%.

COMPONENȚA DIRECTORATULUI

La data de 30.06.2017, componența Directoratului era după cum urmează:

Georgeta-Corina POPESCU	Președinte Directorat
Octavian LOHAN	Membru Directorat
Constantin VĂDUVA	Membru Directorat
Mircea-Toma MODRAN	Membru Directorat

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 tarificabilă la extracția din rețele*, a fost majorată de la 52 TWh la 54 TWh. Contribuția modificării cantității tarificabile 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%.

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. 9089/101/2013/A152 - contestație împotriva Tabelului suplimentar de creanțe împotriva debitoarei RAAN. Valoarea în litigiu a dosarului este

de 78,1 mil lei. Împotriva acestei sentințe, Transelectrica a formulat apel.

În urma înscrierii în parte a sumei totale solicitate de Transelectrica în cuantum de 89,4 mil lei și a adresei nr.4162/03.10.2016 prin care lichidatorul judiciar ne comunica faptul că doar suma de 11,3 mil lei a fost

Înscrisă în tabelul suplimentar în categoria creanțelor ce au rezultat din continuarea activității debitorului iar suma de 78,1 mil lei a fost respinsă, s-a depus în termen legal contestație la Tabelul suplimentar de creanțe.

Termenul limită pentru depunerea contestațiilor la creanțele născute în cursul procedurii a fost fixat la data de 9 octombrie 2016, iar cel pentru soluționarea contestațiilor la creanțele născute în cursul procedurii, 20 octombrie 2016. De asemenea, este fixat termenul limită pentru întocmirea și afișarea tabelului definitiv consolidat, și anume data de 10.11.2016

Compania a depus contestație la Tabel. Tribunalul Mehedinți a încuviințat proba cu expertiza contabilă. Următorul termen de judecată a fost stabilit pentru data de 15.09.2017.

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

În data de 26.06.2014, a fost emis Ordinul ANRE nr. 51, publicat în Monitorul Oficial nr. 474/27.06.2014, privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem și a tarifelor zonale aferente serviciului de transport, practicate de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" – SA și de abrogare a anexei nr. 1 la Ordinul președintelui ANRE nr. 96 / 2013 privind aprobarea tarifului mediu pentru serviciul de transport, a tarifului pentru serviciul de sistem, a tarifelor zonale aferente serviciului de transport și a tarifelor pentru energia electrică reactivă, practicate de operatorii economici din cadrul sectorului energiei electrice.

Valorile luate în calculul ratei reglementate a rentabilității (RRR¹) 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 (β) la valoarea de 0,432 va determina prejudicierea financiară a societății prin scăderea rentabilității cu o valoare estimată de 138,4 mil lei³, 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 prorogat 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 05.09.2017.

▪ 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 (2.585.161,72 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 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

¹ RRR- Rata Reglementată de Rentabilitate este întâlnită în literatura de specialitate sub denumirea prescurtată de WACC – Weighted Average Cost of Capital – în traducere Costul Mediu Ponderat al

Capitalului, formula celor doi indicatori fiind asemănătoare: $RRR = WACC = CCP + Kp/(1 - T) + CCI \times Ki$

² Valoare ce a determinat scăderea RRR la 7,7 %

³ Valoare calculată comparativ cu o RRR de 8,52%

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 neintemeiată 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.

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 suma 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 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 722.756.000 EUR.

Până în acest moment, Compania nu a încheiat un act adițional la contractul de racordare întrucât condițiile

suspensive incluse în contract nu au fost îndeplinite de către Conaid Company SRL. Un contract nou de racordare ar fi trebuit încheiat până la data de 11 martie 2014, data la care avizul tehnic de racordare a expirat. La data acestor situații financiare sumele pretinse de Conaid Company SRL au fost considerate drept datorii contingente întrucât este improbabil ca pentru decontarea acestei obligații vor fi necesare ieșiri de resurse încorporând beneficii economice, iar valoarea obligației nu poate fi evaluată suficient de credibil. Dosarul nr. 5302/2/2013 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, când a pronunțat Decizia nr. 2148/2016, prin care a dispus următoarele: "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 al Energiei Electrice Transelectrica S.A. Admite recursul declarat de pârâta Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva încheierii de ședință din 18 februarie 2014 și a sentinței civile nr. 1866 din 11 iunie 2014, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Casează încheierea atacată și sentința în parte și trimite cauza la Tribunalul București – Secția a VI-a civilă spre soluționare a acțiunii reclamantei în contradictoriu cu Compania Națională de Transport al 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 al Energiei Electrice Transelectrica S.A. împotriva încheierii de ședință din 25 martie 2014, pronunțate de Curtea de Apel București – Secția a VIII-a contencios administrativ și fiscal. Definitivă. Pronunțată, în ședință publică, astăzi 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 judecată 28.09.2017.

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 următoarele 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.



Anexe

ANEXA 1: Situația separată a poziției financiare

[mil RON]	30 iunie 2017	31 decembrie 2016	Δ	Δ (%)
ACTIVE				
Active imobilizate				
Imobilizări corporale	3.109	3.190	(80)	(3)%
Imobilizări necorporale	15	14	1	7%
Imobilizări financiare	78	78	0	0%
Alte active imobilizate	7	10	(3)	(33)%
Total active imobilizate	3.209	3.292	(83)	(3)%
Active circulante				
Stocuri	33	30	2	7%
Creanțe	870	852	(13)	(2)%
Alte active financiare	165	135	30	22)%
Numerar și echivalente	622	934	(311)	(33)%
Total active imobilizate	1.690	1.951	(261)	(13)%
TOTAL ACTIVE	4.900	5.243	(343)	(7)%
CAPITALURI PROPRII ȘI DATORII				
Capitaluri proprii				
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	524	549	(25)	(5)%
Alte rezerve	57	57	0	0%
Rezultat reportat	1.560	1.602	(42)	(3)%
Total capitaluri proprii	3.041	3.108	(67)	(-2)%
Datorii pe termen lung				
Venituri în avans pe termen lung	418	430	(12)	(3)%
Împrumuturi	445	502	(57)	(11)%
Datorii privind impozitele amânate	27	30	(3)	(10)%
Obligații privind beneficiile angajaților	43	43	0	0%
Total datorii pe termen lung	934	1.005	(72)	(7)%
Datorii curente				
Datorii comerciale și alte datorii	649	874	(225)	(26)%
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	10	9	1	10%
Împrumuturi	175	138	36	26%
Provizioane	46	54	(8)	(15)%
Venituri în avans pe termen scurt	38	38	0	1%
Impozit pe profit de plată	8	17	(9)	(54)%
Total datorii curente	925	1.130	(205)	(18)%
Total datorii	1.859	2.135	(276)	(13)%
Total capitaluri proprii și datorii	4.900	5.243	(343)	(7)%

ANEXA 2: Contul separat de profit și pierdere

[mil RON]		SEMESTRUL I					
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	554	595	548	(41)	(7)%	6	1%
Venituri din serviciile de sistem	355	366	349	(11)	(3)%	6	2%
Venituri din piața de echilibrare	805	367	863	438	119%	(58)	(7)%
Alte venituri	25	22	25	4	17%	(0)	0%
Total venituri din exploatare	1.739	1.350	1.785	390	29%	(46)	(3)%
Cheltuieli din exploatare							
Cheltuieli privind operarea sistemului	129	120	130	9	8%	(1)	(1)%
Cheltuieli cu piața de echilibrare	805	367	863	438	119%	(58)	(7)%
Cheltuieli privind serviciile de sistem tehnologic	319	333	305	(14)	(4)%	14	5%
Amortizare	156	163	163	(7)	(4)%	(7)	(4)%
Salarii și alte retribuiții	88	85	90	3	4%	(2)	(2)%
Reparații și mentenanță	34	36	49	(2)	(6)%	(15)	(31)%
Materiale și consumabile	3	3	7	0	0%	(4)	(57)%
Alte cheltuieli din exploatare	77	62	64	14	23%	13	20%
Total cheltuieli din exploatare	1.611	1.169	1.671	441	38%	(60)	(4)%
Profit din exploatare	129	180	115	(51)	(29)%	14	12%
Venituri financiare	12	18	12	(6)	(33)%	0	0%
Cheltuieli financiare	20	24	13	(3)	(13)%	8	61%
Rezultat financiar net	-8	-6	-1	(3)	51%	(8)	n/a
Profit înainte de impozitul pe profit	120	175	114	(54)	(31)%	6	6%
Impozit pe profit	22	33	19	(11)	(33)%	3	18%
Profitul exercițiului	98	142	95	(43)	(31)%	3	3%

ANEXA 3: Situația separată a fluxurilor de trezorerie

[Mil RON]	S1 2017	S1 2016	Δ
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare			
Profitul perioadei	98	142	(44)
Ajustari pentru:			
Cheltuiala cu impozitul pe profit	22	33	(11)
Cheltuieli cu amortizarea	156	163	(7)
Cheltuieli cu provizioanele din deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe	35	15	20
Venituri din reversarea provizioanelor pentru deprecierea creanțelor comerciale și a altor creanțe	(7)	(3)	(4)
Pierdere din vânzarea de imobilizări corporale, net	0	(0)	1
Reversarea ajustarilor de valoare privind imobilizările corporale	1	2	(1)
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	8	6	2
Fluxuri de trezorerie înainte de modificările capitalului circulant	305	350	(45)
Modificări în:			
Clienți și conturi asimilate	(43)	(27)	(16)
Stocuri	(2)	1	(3)
Datorii comerciale și alte datorii	(252)	(135)	(117)
Alte impozite și obligații pentru asigurări sociale	1	14	(13)
Venituri în avans	(11)	(15)	4
Fluxuri de trezorerie din activitatea de exploatare	(3)	187	(189)
Dobânzi plătite	(5)	(7)	2
Impozit pe profit plătit		(38)	38
Numerar net din activitatea de exploatare	(8)	141	(149)
Fluxuri de trezorerie utilizate din activitatea de investiții			
Achiziții de imobilizări corporale și necorporale	(85)	(67)	(18)
Încasări avansuri neutilizate	0	30	(30)
Dobânzi încasate	4	4	0
Dividende încasate		1	(1)
Alte active financiare	(30)	70	(100)
Numerar net utilizat în activitatea de investiții	(112)	37	(149)
Fluxuri de trezorerie din activitatea de finanțare			
Utilizare linie de credit cogenerare	43		43
Rambursări ale împrumuturilor pe termen lung	(70)	(81)	11
Dividende plătite	(165)	(193)	28
Numerar net utilizat în activitatea de finanțare	(191)	(274)	83
Diminuarea netă a numerarului și echivalentelor de numerar	(311)	(96)	(215)
Numerar și echivalente de numerar la 1 ianuarie	934	974	(40)
Numerar și echivalente de numerar la sfârșitul perioadei	622	879	(256)

ANEXA 4: Indicatorii economico-financiari aferenți perioadei de raportare

Indicatori	Formula de calcul	S1 2017	S1 2016
Indicatorul lichidității curente (x)	$\frac{\text{Active curente}}{\text{Datorii curente}}$	1,83	1,81
Indicatorii gradului de îndatorare (x):			
(1) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital propriu}}$	14,63	18,96
(2) Indicatorul gradului de îndatorare	$\frac{\text{Capital împrumutat} \times 100}{\text{Capital angajat}}$	12,76	15,94
Viteza de rotație clienți (zile)	$\frac{\text{Sold mediu clienți}^* \times 365}{\text{Cifra de afaceri}}$	59,27	60,67
Viteza de rotație active imobilizate (x)	$\frac{\text{Cifra de afaceri}}{\text{Active imobilizate}}$	0,53	0,40

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

Anexa 5 RAPORT (conform HAGEA nr. 4/29.04.2015) privind contractele semnate în 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	PT 10/3738/2017	Ugradarea platformelor hardware și software ale sistemului SCADA din stația Slatina	16 luni	2.279,1	0,00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație Deschisă
2	BC 529/2017	Conectarea Stațiilor Turnu Măgurele, Mostiștea, Stălpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE "TRANSELECTRICA" - SA - Lotul 2	12 luni	4.227,8	0,00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Procedură simplificată
3	SB 19/2017	Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN - Etapa I	24 luni	4.991,8	0,00	Lucrări	Legea 99/2016 + HG 394/2016	Licitație Deschisă
4	C 256/2014 AA 2	Act adițional nr. 2 la C 256/2014 - "Servicii de mentenanță și de operare a sistemelor de telecomunicații, informatică de proces și tehnologia informației"	12 luni	28.164,4	0,00	Servicii	OUG 34/2006 + HG 925/2006	Negociere fără invitație prealabilă
5	C 86/2017	SERVICII / LUCRARI STRATEGICE IN INSTALATIILE DIN GESTIUNEA CNTEE "TRANSELECTRICA" SA	8 luni	45.909,7	0,00	Servici	Legea 99/2016 + HG 394/2016	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