



Transelectrica SA

Operatorul de Transport și Sistem
al Sistemului Electroenergetic Național al României

We lead the power

Rezultate financiare

9 Iuni 2017

situatii financiare separate IFRS

Mențiuni cu privire la document

SCOPUL DOCUMENTULUI:

Prezentul material a fost întocmit pentru prezentarea rezultatelor operaționale și financiare ale Transelectrica către publicul investitor (acționari, creditori, analiști, presa financiară), având astfel un caracter pur informativ. **Prezentul material nu reprezintă o ofertă, o invitație sau o recomandare în legătură cu tranzacționarea instrumentelor financiare emise de Transelectrica.** Situațiile financiare detaliate și raportul întocmit conform cerințelor regulamentelor ASF sunt disponibile pe pagina de internet www.transelectrica.ro

CIFRE FINANCIARE:

<i>perioada de raportare:</i>	1 ianuarie 2017 – 30 septembrie 2017
<i>standard de raportare:</i>	Standardele Internaționale de Raportare Financiară (IFRS)
<i>perimetru:</i>	cifrele sunt prezentate exclusiv pentru CNTEE Transelectrica SA (cifre separate/neconsolidate)
<i>audit extern:</i>	cifrele nu au fost auditate de un auditor financiar extern
<i>cifre rotunjite:</i>	pentru ușurința citirii și înțelegerii rezultatelor prezentate, anumite cifre prezentate în grafice și/sau tabele utilizează milionul ca unitate de măsură și sunt rotunjite la această unitate, la o zecimală sau la două zecimale. Această convenție de prezentare poate determina în anumite cazuri diferențe minore între cifrele totalizatoare și totalurile obținute prin însumarea cifrelor aferente elementelor componente

TARIFE REGLEMENTATE, PERIOADA III DE REGLEMENTARE (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019):

Cifrele prezentate (componentele de calcul ale tarifelor reglementate) au fost primite de Transelectrica de la Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei (organismul public ce aprobă tarifele reglementate practicate de Transelectrica pentru serviciile prestate pe piața internă a energiei electrice în baza licenței acordate). Parametrii tarifari ai perioadei de reglementare au fost revizuiți de ANRE la 1 iulie 2015

Agenda:

Rezultate 9L 2017

- Cifre cheie
- Rezultate operaționale
- Rezultate financiare

Investiții

- Investiții realizate în 9L 2017
- Proiecte de investiții - stadiul curent

Q&A



Financiar

9L y/y

T3 y/y

T2 y/y

T1 y/y

• Venituri [mil lei]	2.414 ▲ 27,2%	675 ▲ 23,1%	614 ▲ 3,3%	1.125 ▲ 49,0%
• EBITDA [mil lei]	335 ▼ 33,8%	50 ▼ 69,4%	115 ▼ 20,5%	170 ▼ 14,1%
• Profit net[mil lei]	65 ▼ 69,6%	-34 ▼ n/m	27 ▼ 36,0%	71 ▼ 28,3%

Operațional

9L y/y

T3 y/y

T2 y/y

T1 y/y

• Consum* [TWh]	42,1 ▲ 3,3%	13,6 ▲ 3,8%	13,3 ▲ 3,1%	15,1 ▲ 3,0%
• Productie* [TWh]	44,3 ▲ 0,5%	13,7 ▼ 7,3%	14,0 ▲ 2,3%	16,6 ▲ 6,5%
• Export net [TWh]	2,2 ▼ 33,9%	0,1 ▼ 94,0%	0,6 ▼ 12,1%	1,4 ▲ 65,6%

*consumul/producția de electricitate sunt prezentate pe bază netă (nu includ consumul propriu tehnologic al centralelor, consumul net include consumul propriu tehnologic al rețelilor de transport și distribuție și consumul pompelor din unitățile hidro); exportul net este calculat ca sold al fluxurilor fizice transfrontaliere (export - import) cumulat pe toate granițele

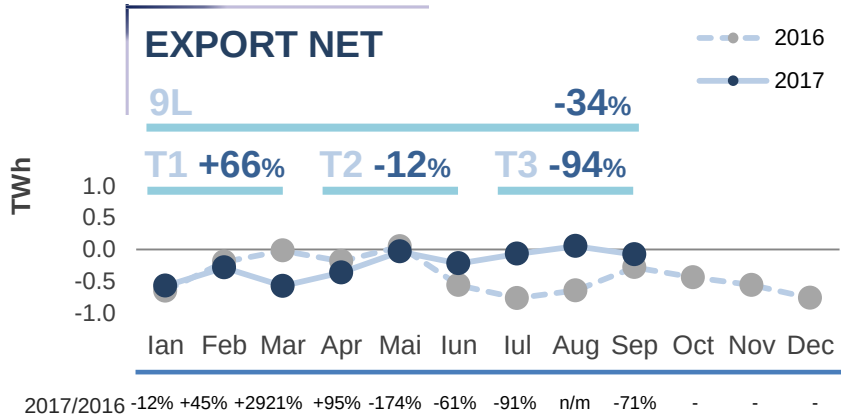
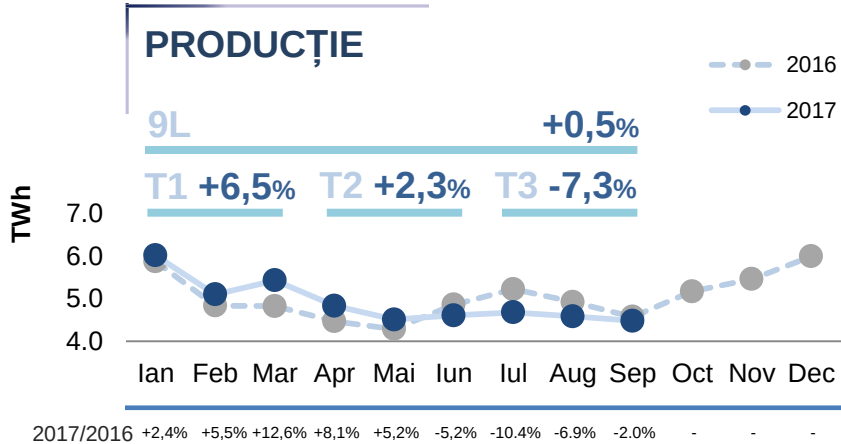
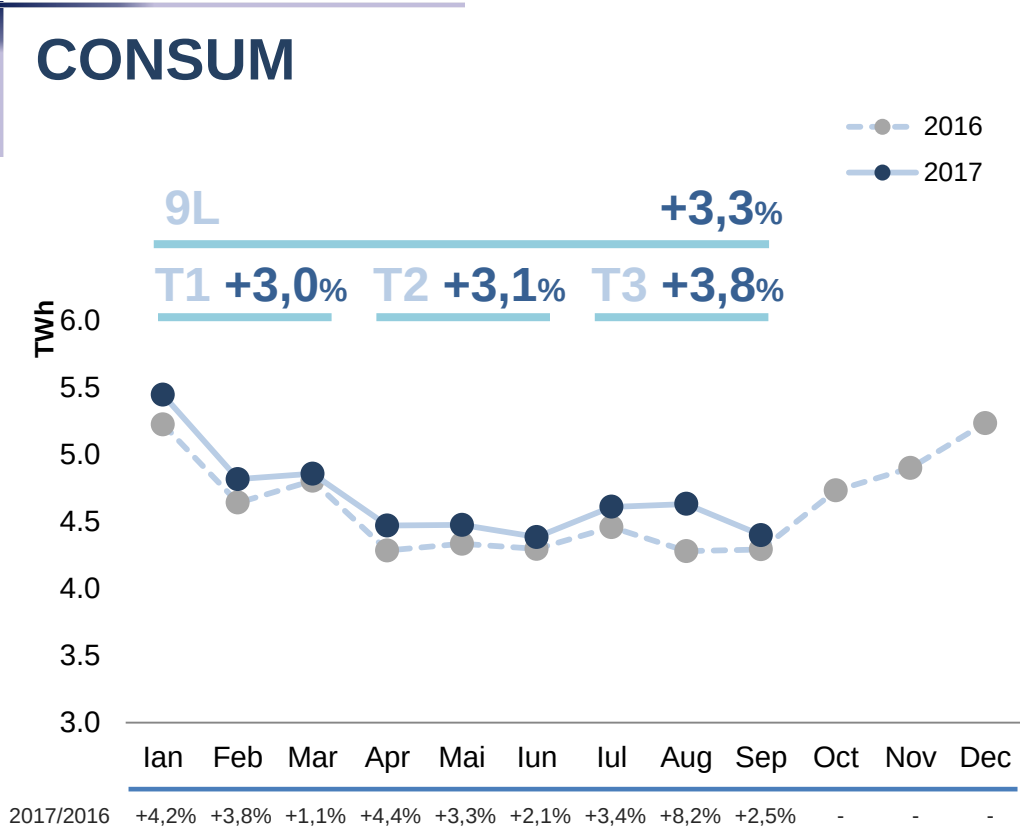
Cadrul de reglementare

- Activități cu profit permis: tarifele aplicate în 9L 2017 au fost mai mici comparativ cu 9L 2016, conform reducerilor implementate de ANRE la revizuirile tarifare de la 1 iulie 2016 (Transport ▼10,8 %, SFF ▲11,1%) și 1 iulie 2017 (Transport ▼9,8%, SFS ▼14,5%); impactul asupra veniturilor a fost atenuat de creșterea volumului tarifat +3,4% determinată de creșterea consumului de electricitate la nivel național
- Activități zero profit:
Servicii de sistem tehnologice: rezultatul negativ din 9L 2017 a fost determinat în principal de preturile crescute pe piața serviciilor de sistem coroborat cu reducerea semnificativă a tarifului reglementat la 1 iulie 2017 (▼18,9%)

SFS - Servicii Funcționale de Sistem, STS - Servicii Tehnologice de Sistem

Consum intern - creștere

Producție internă – creștere ușoară (creștere în T1 și T2, scădere în T3)



Consumul și producția sunt prezentate pe bază netă, respectiv nu includ consumurile interne de energie electrică ale centralelor electrice. Consumul include pierderile din rețelele de transport și distribuție și consumul pompelor din centralele hidro de acumulare prin pompaj. Exportul este prezentat pe baza netă (export-import)

PARAMETRI OPERAȚIONALI



9L 2017 / 9L 2016

CONSUM

42,1_{TWh} / 40,6_{TWh} ▲ **3,3%**
CONSUM INTERN NET (include pierderile în rețele)
6.426_{MW} / 6.198_{MW} ▲ **3,7%**
CONSUM NET MEDIU ORAR

PRODUCȚIE

44,3_{TWh} / 43,9_{TWh} ▲ **0,5%**
PRODUCȚIE INTERNĂ NETĂ
6.754_{MW} / 6.693_{MW} ▲ **0,9%**
PRODUCȚIE NETĂ MEDIE ORARĂ

EXPORT
FLUXURI FIZICE

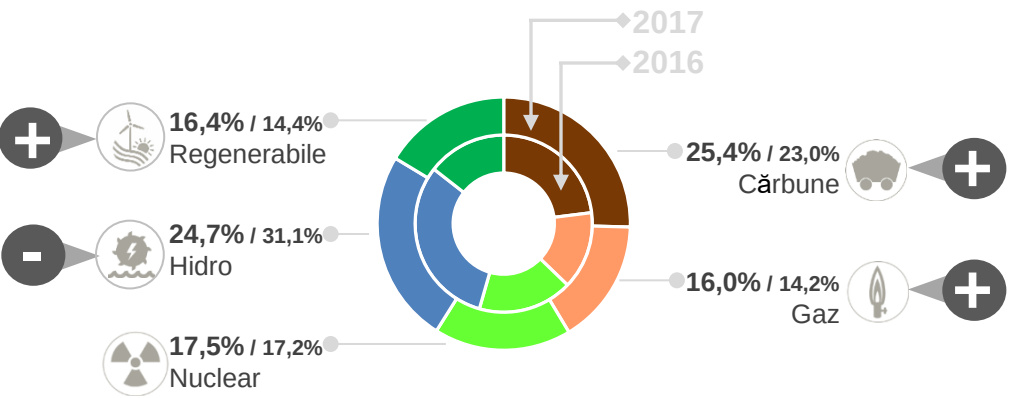
2,15_{TWh} ▼ **34%**
EXPORT NET
4,49_{TWh} / **2,34_{TWh}**
EXPORT / IMPORT

UTILIZARE CAPACITATE
INTERCONEXIUNE

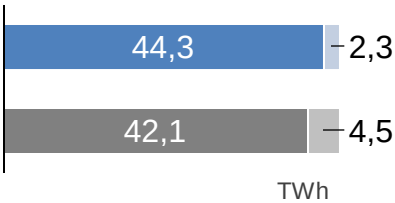
81% RS, 56% HU ▶ **65% RS, 68% HU**
GRAD DE UTILIZARE A CAPACITĂȚII ALOCATE EXPORT

9L 2017 / 9L 2016

Mixul producției nete

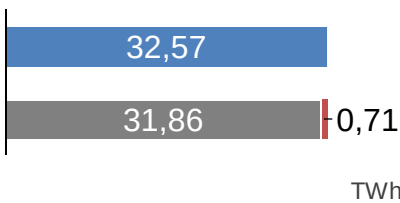


Balanța SEN



■ Producție netă internă
■ Import
■ Consum intern net
■ Export

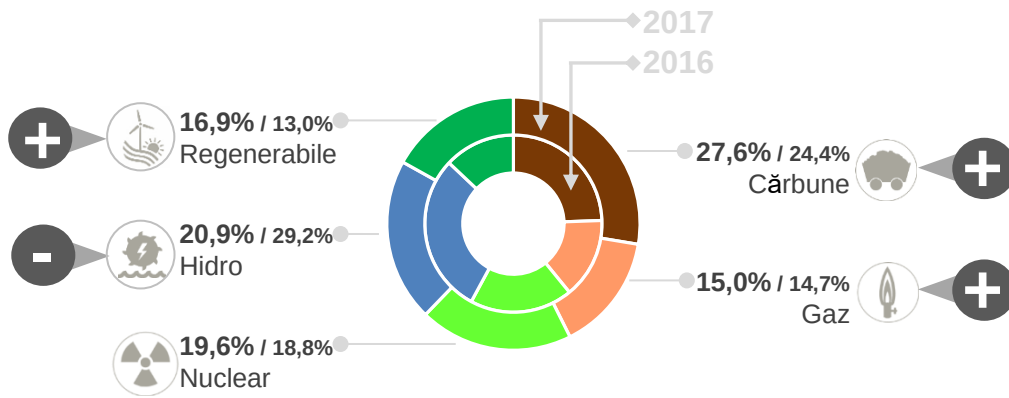
CPT în RET 2,17%



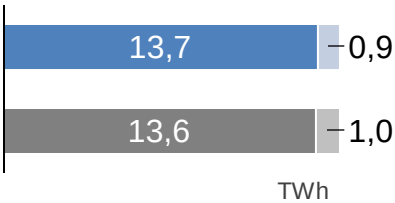
■ Energie intrată în RET
■ Energie extrasă din RET
■ CPT în RET

T3 2017 / T3 2016

Mixul producției nete

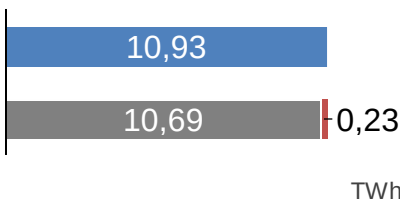


Balanța SEN



■ Producție netă internă
■ Import
■ Consum intern net
■ Export

CPT în RET 2,14%



■ Energie intrată în RET
■ Energie extrasă din RET
■ CPT în RET

9L 2017 / 9L 2016

40,5 / 39,2 TWh ▲ **3,4%**
CANTITATE DE ENERGIE TARIFATĂ (T_L)

41,4 / 41,1 TWh ▲ **0,7%**
CANTITATE DE ENERGIE TARIFATĂ (T_G)

2.414 / 1.898 mil Lei ▲ **27,2%**
VENITURI OPERAȚIONALE TOTALE

884 / 993 mil Lei ▼ **5,3%**
VENITURI OPERAȚIONALE PROFIT PERMIS

335 / 505 mil Lei ▼ **33,8%**
EBITDA

101 / 261 mil Lei ▼ **61,5%**
EBIT

65 / 213 mil Lei ▼ **69,6%**
PROFIT NET

Total operațiuni

9L 2017 / 9L 2016

▼ Tarif de transport diminuat
(1 iulie 2016 / 1 iulie 2017)

▲ Cheltuieli CPT

- Preturi mai mari platite pe pietele spot (PZU, PI) si pe piata de echilibrare
- Expunere mai mare pe piata spot rezultata in urma denuntarii de catre anumiti parteneri contractuali a unor angajamente de furnizare incheiate pe piata pe termen lung

▲ Ajustari nete deprecieri

PROFITABILITATE OPERAȚIONALĂ

Venituri

-49 mil Lei

Venituri tarif transport	-56 mil Lei
Venituri tarif SSF	+ 3 mil Lei
Venituri interconexiune	- 3 mil Lei
Alte venituri	+ 7 mil Lei

SSF = servicii de sistem funcționale

Costuri*

+31 mil Lei

Cheltuieli cu CPT	+22 mil Lei
Clienți incerti	+25 mil lei
Alte cheltuieli cumulate	-16 mil Lei

*înainte de amortizare

EBITDA

-81 mil Lei

391 mil Lei (▼17% y/y)

Operațiuni cu profit permis

Contul de profit și pierdere

Volume tarificate

• **Volume mai mari** (tendinta de crestere a consumului de energie electrica la nivel national)

Segmentul profit permis

- **Venituri mai mici** (tariful de transport redus la 1.07.2016 si la 1.07. 2017)
- **Costuri mai mari**, in principal cu CPT (crestere preturi la energie pe piata) și ajustări de depreciere creanțe (piata de echilibrare)

Segmentul profit-zero

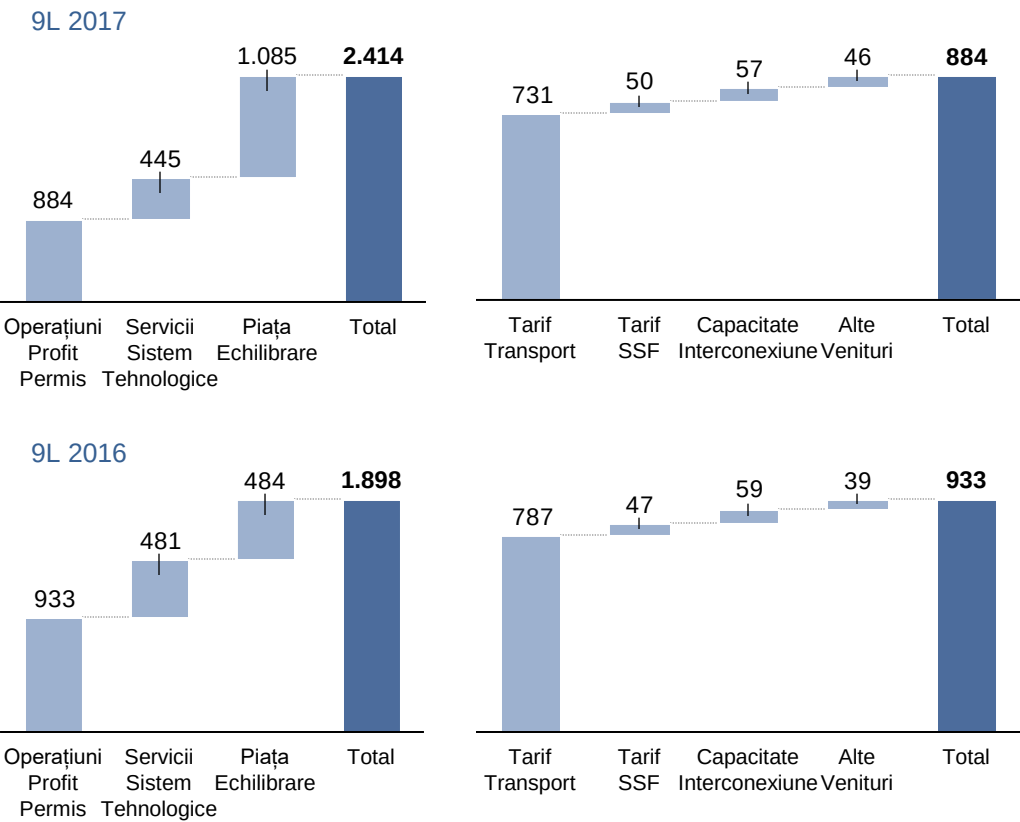
- **Servicii tehnologice de sistem** pierdere determinata de reducerea tarifului la 01.07.2017 (in vederea compensarii profiturilor inregistrate in perioadele anterioare) si amplificata de cresterea preturilor pe piata rezervelor de sistem peste nivelul anticipat de ANRE
- **Piața de echilibrare** rezultat nul (venituri=cheltuieli) dar cu un rulaj mărit semnificativ fata de anul precedent, cauzat de cresterea dezechilibrelor (volume fizice si preturi ale energiei de echilibrare)

[milioane lei]	9L 2017	9L 2016	Δ%	T3 2017	T3 2016	Δ%	T2 2017	T2 2016	Δ%	T1 2017	T1 2016	Δ%
Volum de energie tarifat [TWh]	40.51	39.16	+3.4%	13.11	12.69	+3.3%	12.80	12.45	+2.8%	14.60	14.02	+4.1%
Operațiuni cu profit permis												
Venituri	884	933	-5.3%	268	285	-5.8%	283	301	-5.7%	332	348	-4.6%
Cheltuieli	493	462	+6.7%	162	155	+5.1%	157	169	-7.1%	173	138	+25.6%
EBITDA	391	472	-17.1%	106	130	-18.6%	126	131	-4.0%	159	210	-24.3%
EBITDA marjă	44%	51%		39%	46%		44%	44%		48%	60%	
Amortizare	234	244	-4.1%	78	81	-4.0%	78	81	-4.1%	78	82	-4.1%
EBIT	157	228	-31.0%	28	49	-42.6%	48	50	-3.8%	81	129	-37.2%
Operațiuni zero-profit												
Venituri	1,531	965	+58.6%	407	264	+54.3%	331	294	+12.5%	793	407	+94.7%
EBIT	-56	34		-56	32		-11	14		11	-12	
Total operațiuni												
Venituri	2,414	1,898	+27.2%	675	548	+23.1%	614	594	+3.3%	1,125	755	+49.0%
Cheltuieli	2,080	1,393	+49.3%	625	386	+61.9%	499	449	+11.0%	956	557	+71.5%
EBITDA	335	505	-33.8%	50	162	-69.4%	115	145	-20.5%	170	198	-14.3%
EBIT	101	261	-61.5%	-28	81	-134.7%	37	64	-41.3%	91	116	-21.6%
Profit net	65	213	-69.6%	-34	72	-147.0%	27	43	-36.0%	71	99	-28.3%

Operațional | Venituri

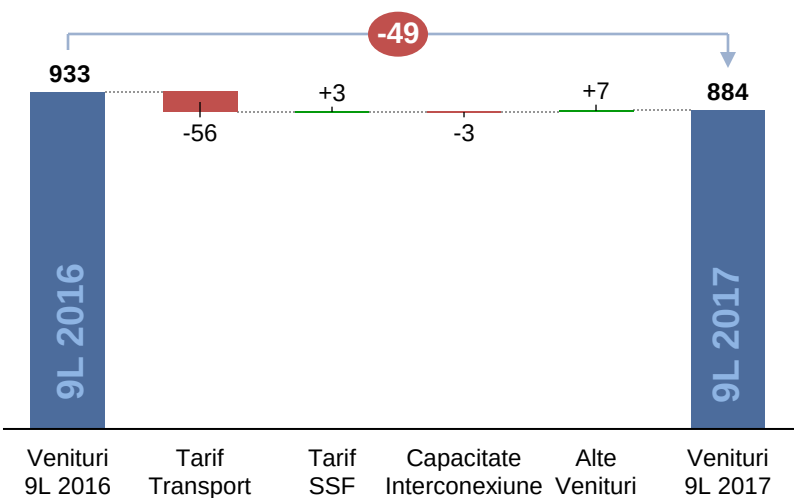
Venituri operaționale

TOATE OPERAȚIUNILE OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS



Venituri operaționale

OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS: DINAMICA PE COMPONENTE



DETERMINANȚII REDUCERII VENITURILOR

▼ Factorul principal al reducerii veniturilor a fost diminuarea tarifului reglementat de transport (la 1.07.2016 și la 1.07.2017), cele două reduceri fiind cauzate în principal de ajustarea costurilor cu acoperirea CPT, ajustarea ratei inflației și a volumului excedentar de energie tarifată

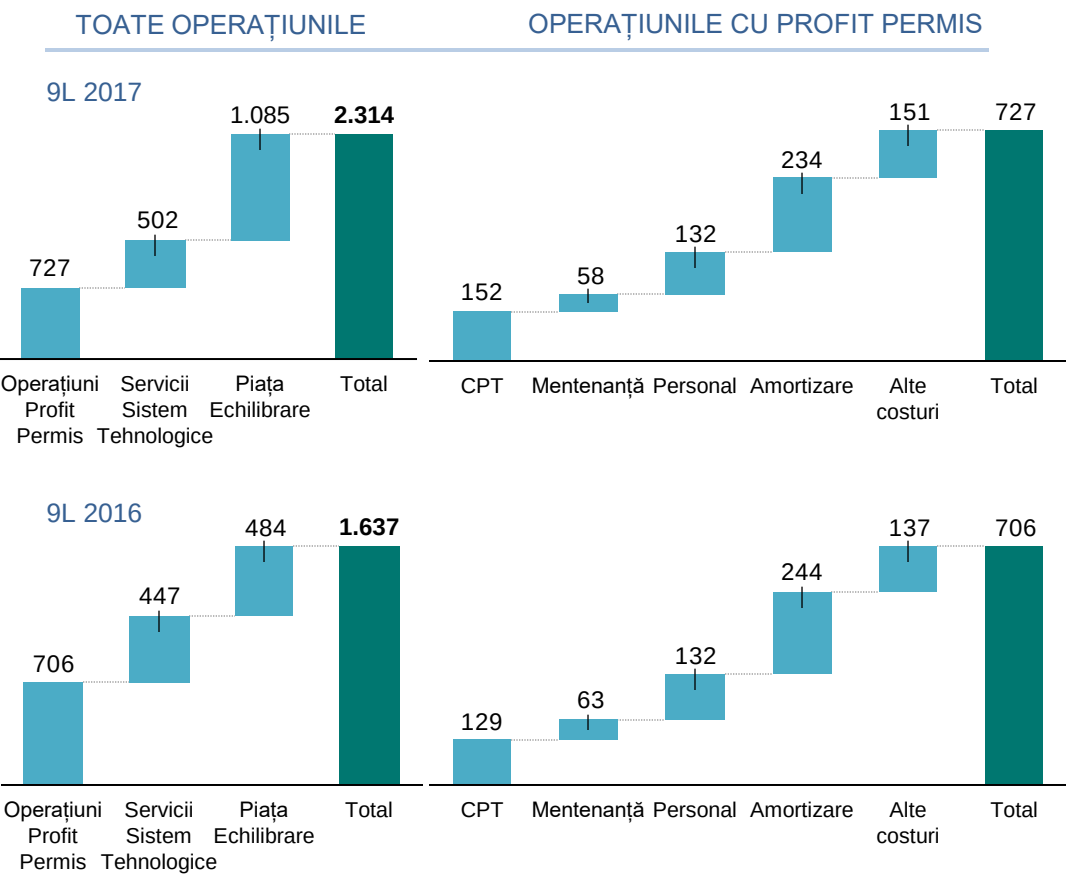
Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

SSF: Servicii de sistem funcționale



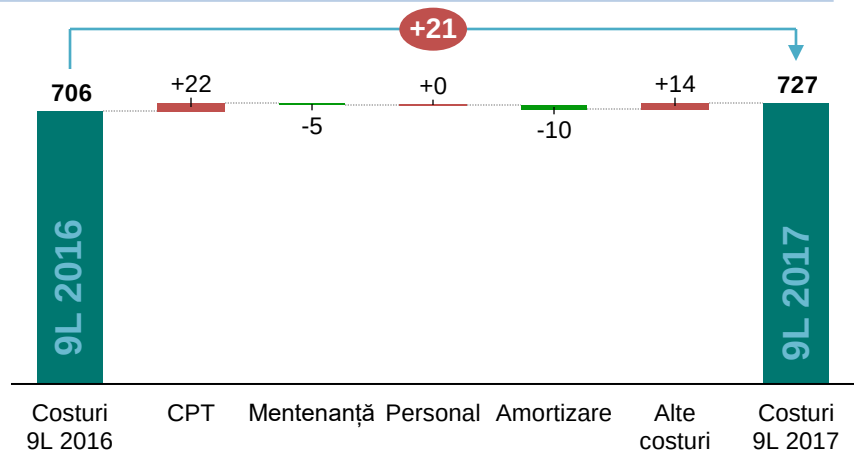
Operațional | Cheltuieli

Cheltuieli operaționale



Cheltuieli operaționale

OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS: DINAMICA PE COMPONENTE

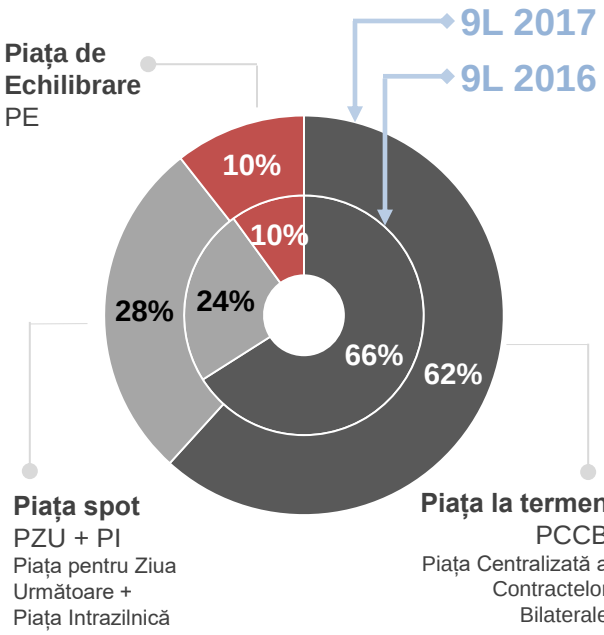
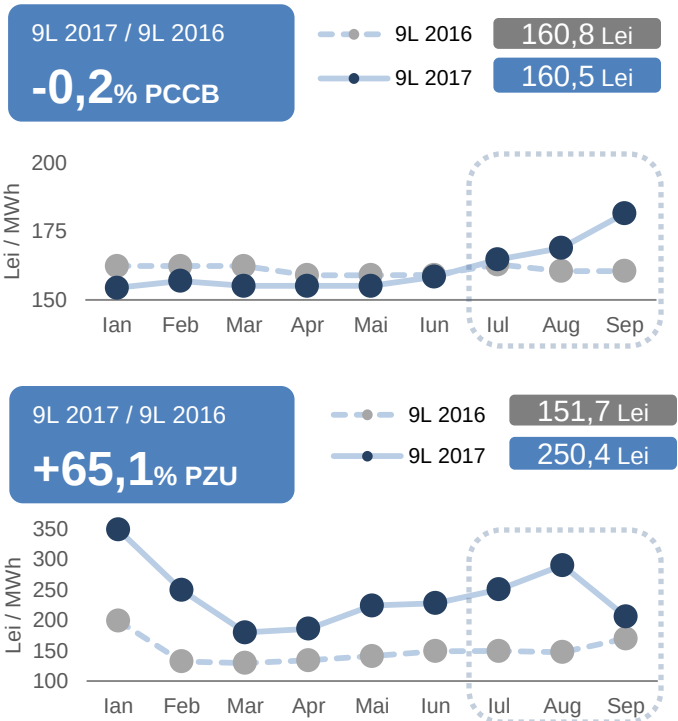
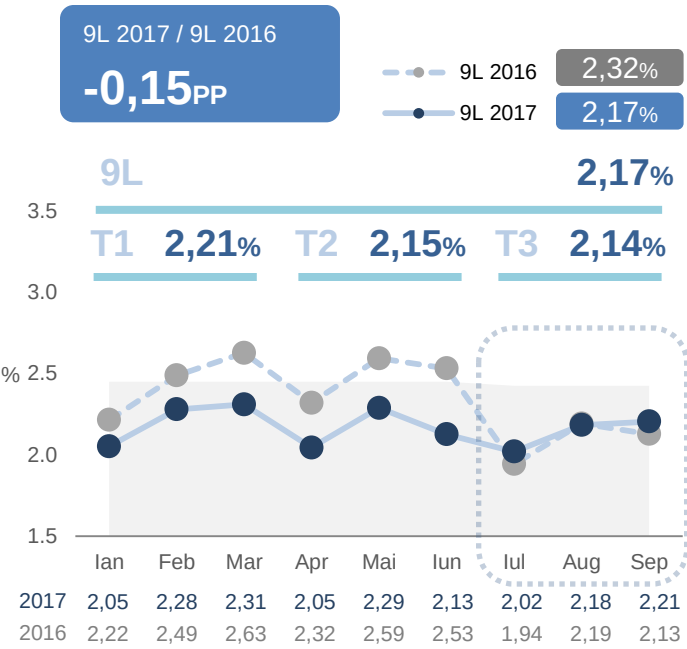


DETERMINANȚII CREȘTERII CHELTUIELILOR

- ▲ Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic – creștere cauzată de evoluția prețurilor pe piața de energie electrică
- ▲ Alte costuri: cheltuieli de exploatare privind ajustările nete pentru deprecierea activelor circulante (+25 mil lei), cheltuieli cu congestiile (-3 mil lei), decontare tranzite Inter-TSO-Compensation (-3 mil lei), alte cheltuieli cumulate (-5 mil lei)

Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Operațional | consumul propriu tehnologic



CONSUM PROPRIU TEHNOLOGIC

32,57 TWh
ENERGIE INTRODUSĂ ÎN 9L 2017

31,86 TWh
ENERGIE EXTRASĂ DIN RET ÎN 9L 2017

2,17% (0,71 TWh)
CPT ÎN RET 9L 2017

PREȚURI CPT PE PIEȚE

160,5 Lei/MWh (▼ 0,2%)
PREȚ MEDIU PCCB

250,4 Lei/MWh (▲ 65,1%)
PREȚ MEDIU PZU

431,6 Lei/MWh (▲ 35,6%)
PREȚ MEDIU PE

PREȚ MEDIU / MIX ACHIZIȚIE

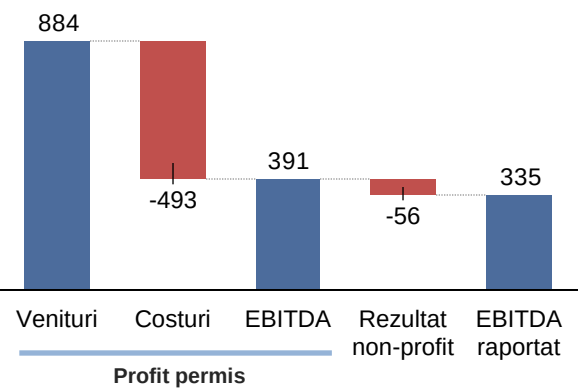
214,1 Lei/MWh (174,3 Lei/MWh în 9L 2016)
PREȚ MEDIU TOTAL

62%PCCB / 28%SPOT / 10%PE (9L 2017)
MIX ACHIZIȚIE CPT (CANTITATIV)

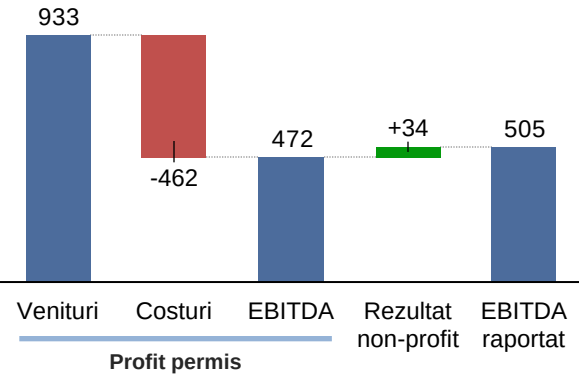
66%PCCB / 24%SPOT / 10%PE (9L 2016)
MIX ACHIZIȚIE CPT (CANTITATIV)

DE LA VENITURI LA EBITDA

9L 2017

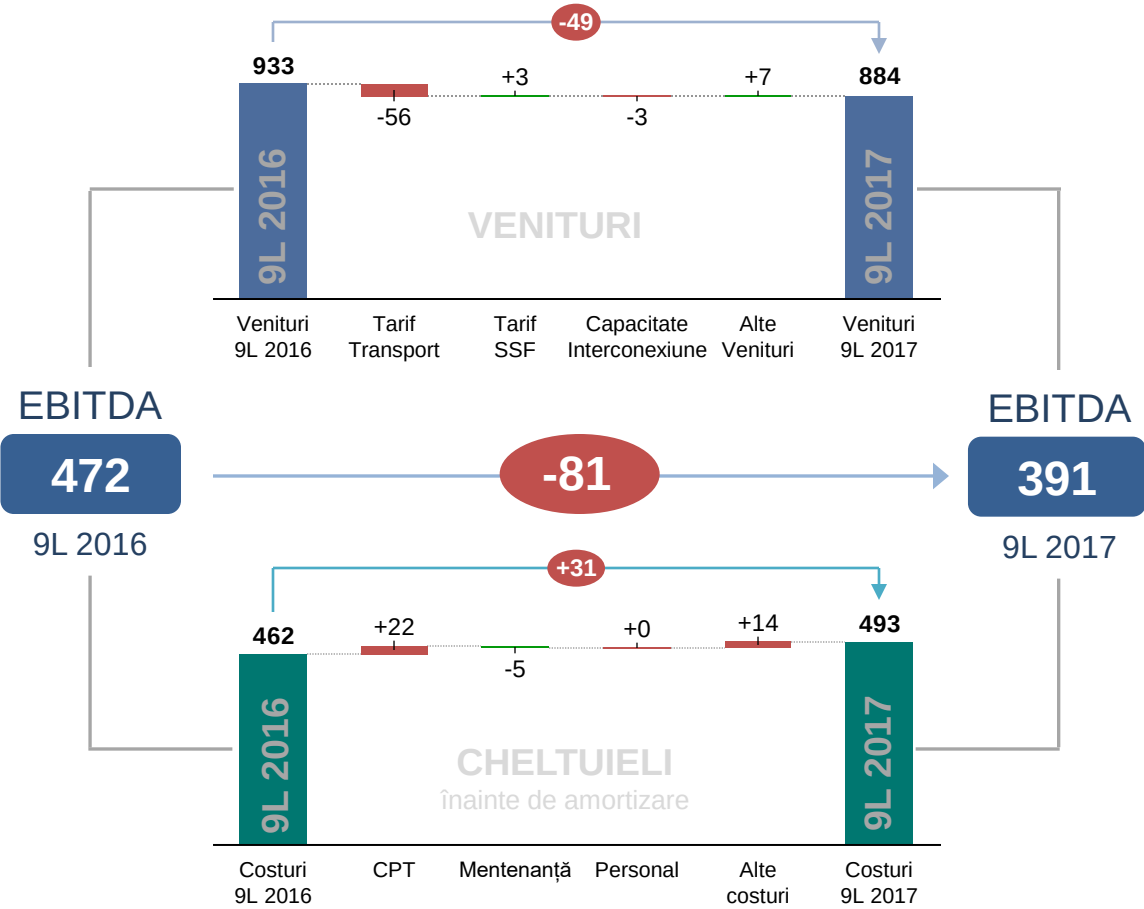


9L 2016



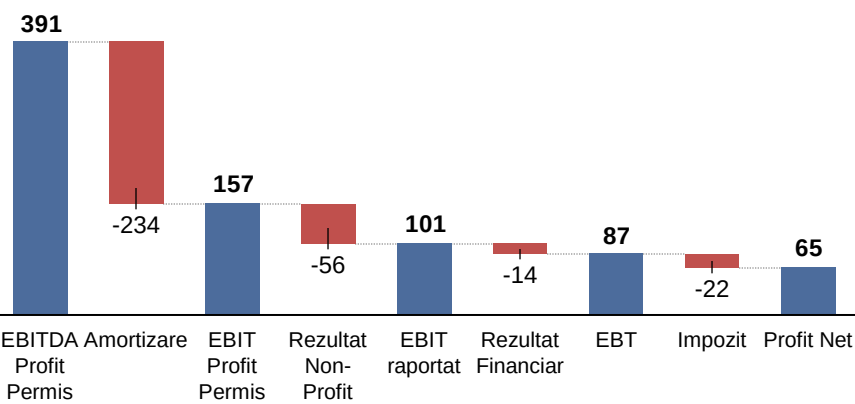
Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Dinamica EBITDA pe componente (PROFIT PERMIS)

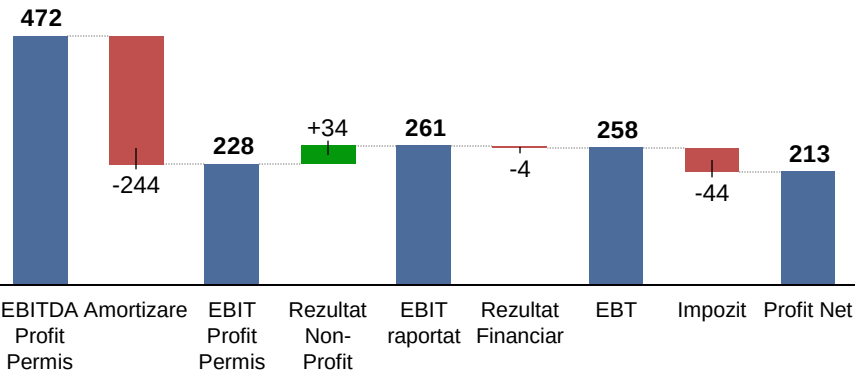


DE LA EBITDA LA PROFITUL NET

9L 2017



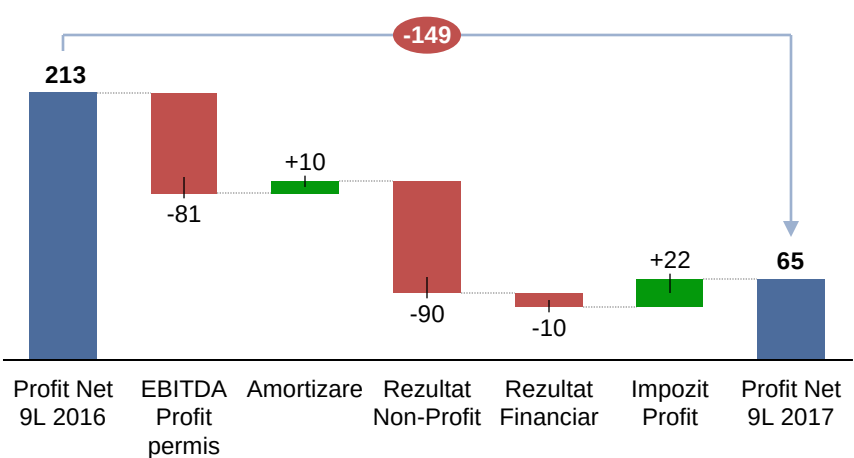
9L 2016



Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Evoluția profitului: EBITDA → Profit net

PROFITUL NET PE COMPONENTE

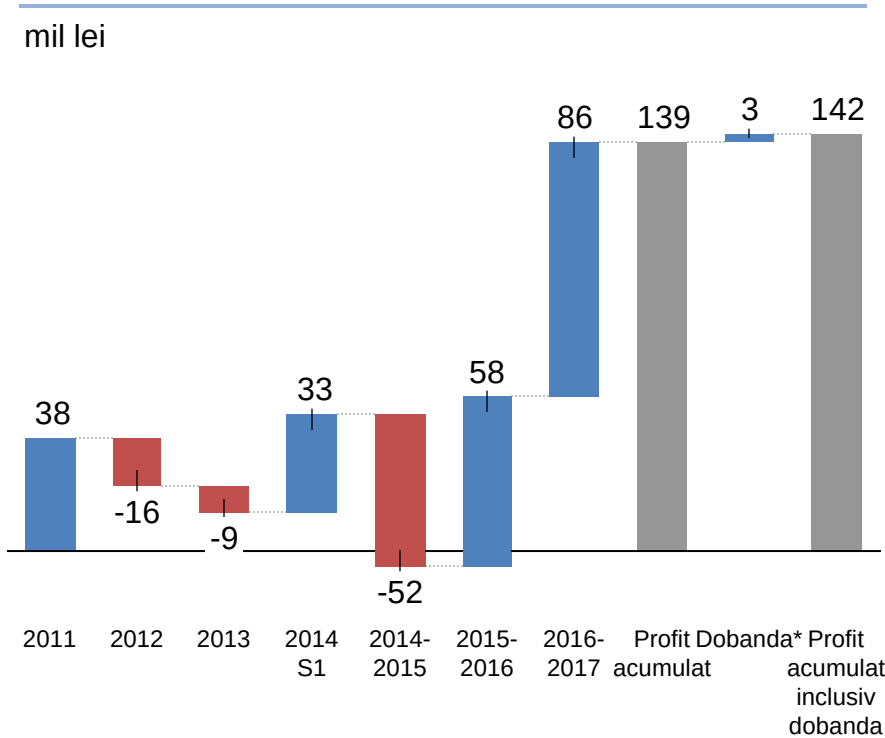


DETERMINANȚII SCĂDERII PROFITULUI NET

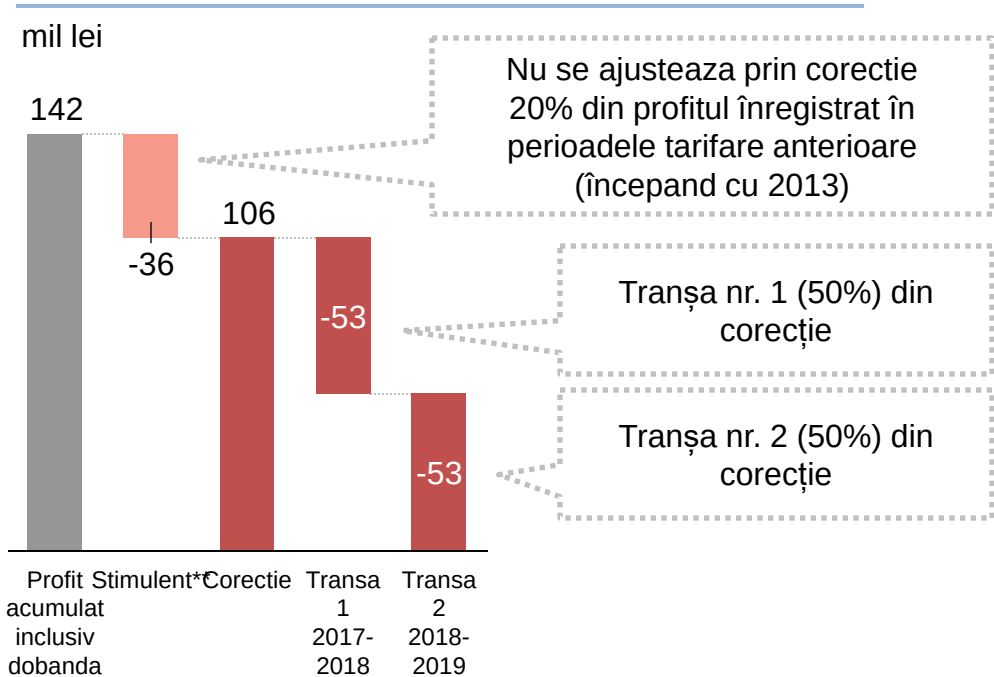
- Deteriorare EBITDA din activitati cu profit permis – determinata de reducerea tarifului de transport (1 iulie 2016, 1 iulie 2017), cresterea costurilor cu CPT si constituirea de provizioane pentru incasari incerte (piata de echilibrare)
- Rezultat negativ din activitati zero-profit – rezultat determinat de segmentul servicii tehnologice de sistem, pe fondul cresterii preturilor de achizitie a rezervelor de sistem si al reducerii tarifului

Compensarea profiturilor istorice acumulate prin corectii tarifare

Profit acumulat
01.01.2011 – 30.06.2017



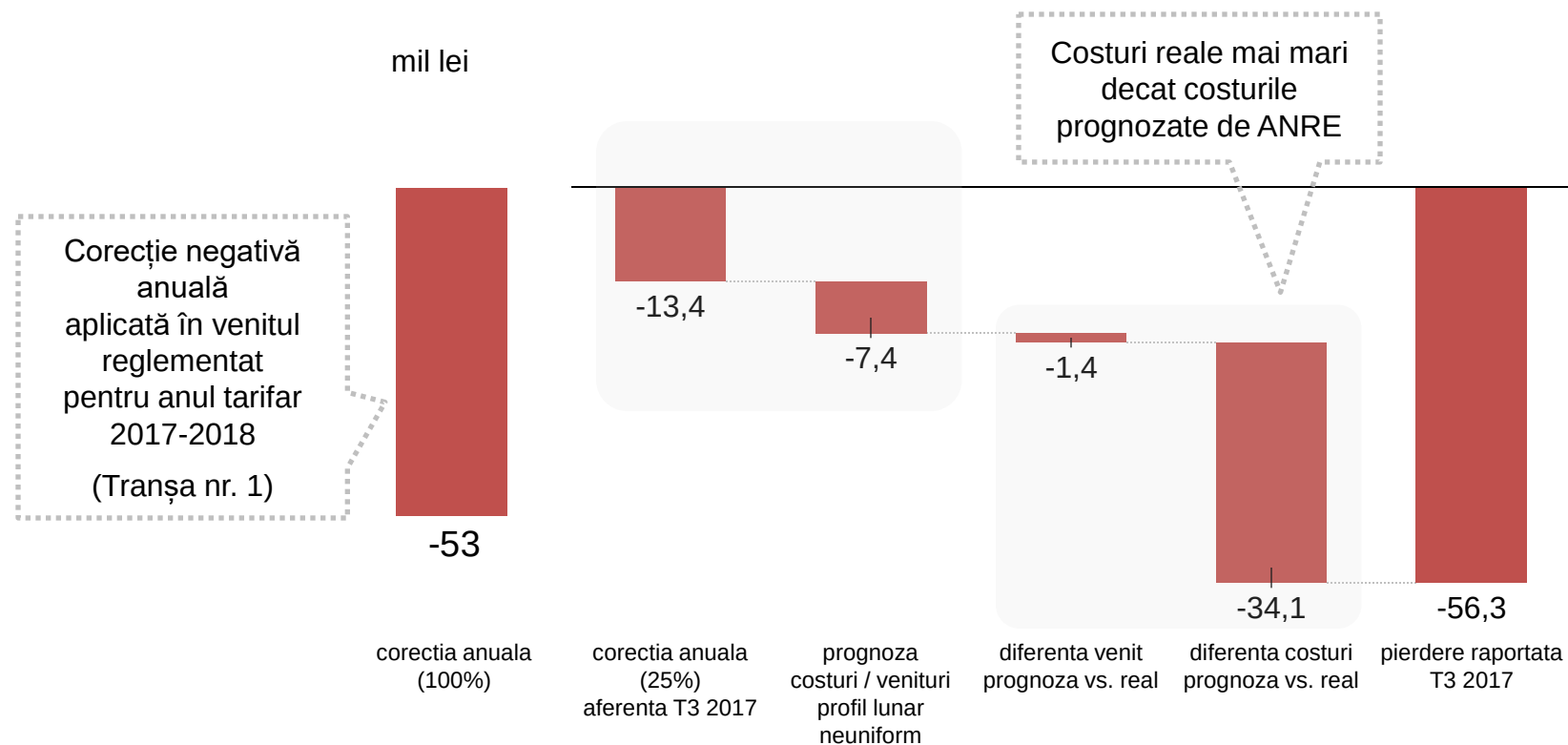
Masuri tarifare compensatorii
corecții tarifare negative eşalonate
la 01.07.2017 și 01.07.2018



* La aplicarea corectiei tarifare, dezechilibrele financiare cumulate (profit/pierdere) inregistrate de Transelectrica se indexeaza cu un coeficient care tine cont de decalajul de timp intre momentul inregistrarii dezechilibrului si momentul reglarii acestuia prin corectie tarifara. Coeficientul este asimilat unei "dobanzi" pe care Transelectrica o plateste/primeste pentru profitul/pierdere cumulata inregistrata intr-o activitate conceputa a nu genera profit sau pierdere.

** Cadrul de reglementare a tarifului pentru servicii de sistem contine, incepand cu anul 2013, un mecanism stimulat in conformitate cu care 20% din profitul inregistrat (datorat modalitatii eficiente de achizitie a rezervelor de sistem) de Transelectrica nu este ajustat prin corectie negativa in perioadele urmatoare (stimulent acordat in scopul cointeresarii Transelectrica pentru reducerea costurilor cu achizitia serviciilor de sistem in viitor)

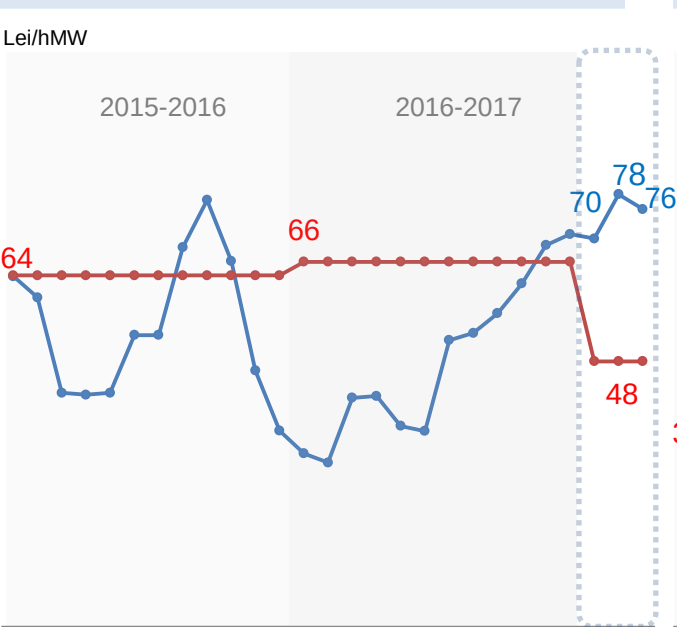
Factorii care au condus la rezultatul negativ raportat in T3 2017



Ipoteze de preț aprobate vs. prețuri reale (achiziții din piață*)

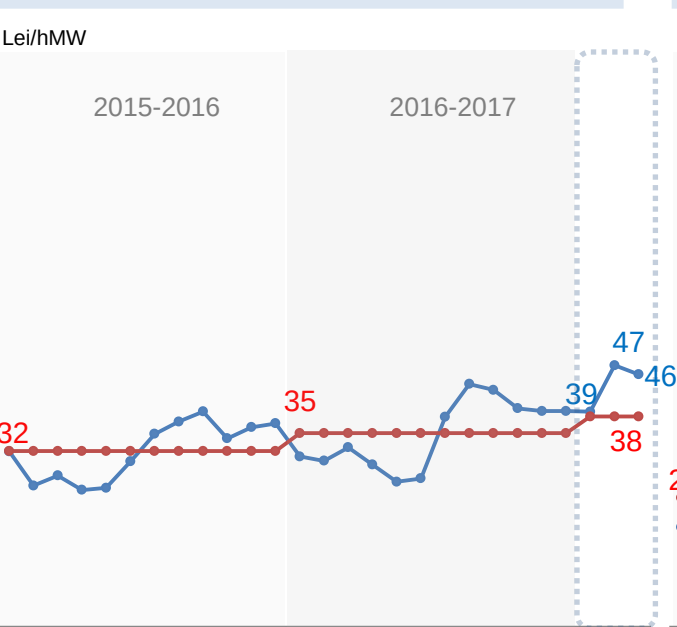
*volumele achiziționate din piață reprezintă ≈80% din volumul total necesar pentru anul 2017-2018 (restul sunt achiziții reglementate)

Rezervă secundară



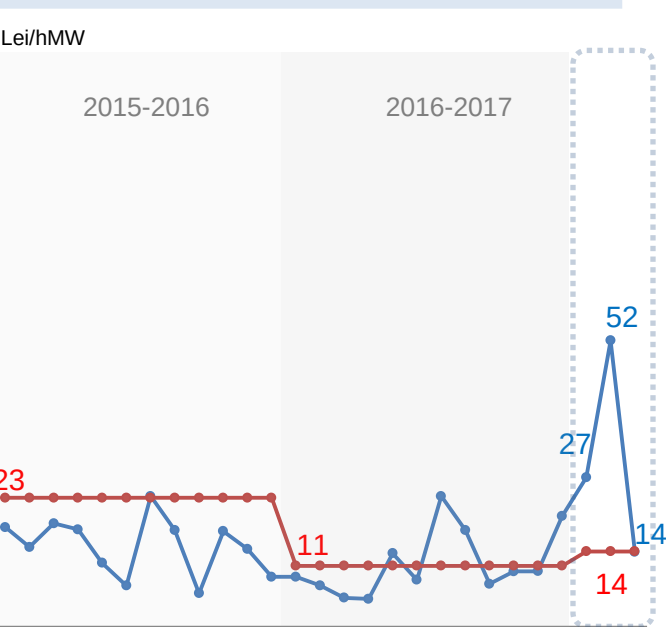
≈1.0 milioane hMW – volumul achizitionat in T3 2017

Rezervă terțiară rapidă



≈1.5 milioane hMW – volumul achizitionat in T3 2017

Rezervă terțiară lentă



≈0.5 milioane hMW – volumul achizitionat in T3 2017

— Pret platit — Pret aprobat ex-ante ANRE

— Pret platit — Pret aprobat ex-ante ANRE

— Pret platit — Pret aprobat ex-ante ANRE

30 Sep 2017 BBB stabil | rating Fitch

526 mil Lei
Datoria financiară brută
(porțiunea curentă inclusă)

-55 mil Lei
Datoria financiară netă (de numerar*)

504 mil Lei
EBITDA (cele mai recente 4 trimestre)

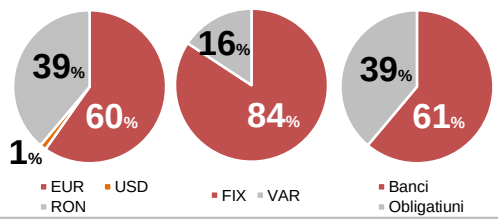
0,18x (limitat la maxim 0,95x prin covenanți)
Datoria financiară / Capitalurile proprii
(porțiunea curentă inclusă)

22,97x (limitat la minim 4,2x prin covenanți)
EBITDA / cheltuiala cu dobânda

2.857 mil Lei / 1.765 mil Lei
Niveluri maxime ale datoriei financiare conform covenanților
D/E (stânga în grafic) și Net Debt/EBITDA (dreapta în grafic)

*la calculul indicatorului, numerarul nu include disponibilul provenit din încasările din tarif de racordare (23,5 mil Lei), disponibilul aferent schemei suport pentru cogenerarea de inalta eficienta (36,1 mil Lei) și disponibilul aferent veniturilor din alocarea capacităților de interconexiune utilizabile pentru investiții în rețea (95,2 mil Lei).

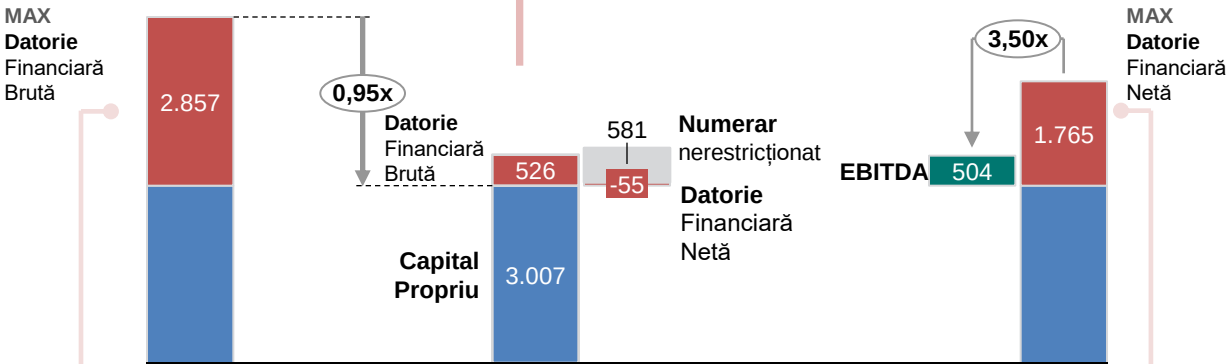
Structura împrumuturilor pe termen lung
(monedă, tip dobândă, instrument)



Covenant
D/E
< 0,95x

Covenant
Net Debt / EBITDA
< 3,5x

mil Lei



Capacitate semnificativă de îndatorare

135
mil Lei

Contracte noi semnate

valoarea totală cumulată a contractelor de investiții semnate în 9L 2017

Cele mai importante poziții:

- 111,8 mil Lei – Retehnologizarea Stației 400/110/20kV Domnesti
- 5,0 mil Lei – Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor de lucru sub tensiune în SEN
- 4,6 mil Lei – Inlocuire AT2-200MVA în stația 220/110kV Resita
- 4,2 mil Lei – Conectarea stațiilor Turnu Magurele, Mostistea, Stalpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a Transelectrica



127
mil Lei

Cheltuieli de investiții

Sume intrate în conturile de imobilizări în curs în 9L 2017

Cele mai importante poziții:

- 36,4 mil Lei - Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu
- 20,4 mil Lei - LEA Resita – Pancevo
- 13,1 mil Lei - Inlocuire AT și Trafo în stații electrice, etapa 2
- 8,3 mil Lei - Modernizare stația 110/20kV Suceava



100
mil Lei

Active imobilizate noi

transferuri din imobilizări în curs în categorii de imobilizări finalizate în 9L 2017

Cele mai importante poziții:

- 49,2 mil Lei - Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu
- 12,6 mil Lei - Inlocuire AT și Trafo în stații electrice, etapa 2
- 12,1 mil Lei - Sistem integrat de securitate la stații electrice (Rosiori, Oradea Sud, Paroseni, Iernut)
- 7,8 mil Lei - Remediere avarie LEA 400 kV Iernut - Gadalin și LEA 220 kV Iernut - Baia Mare



Principalele proiecte în execuție

Investiție	PIF final estimat	Valoare estimată [mil Lei]	Valoare adjudecată [mil Lei]
LEA Reșița-Pancevo	2018	136	81
LEA Porțile de fier - Anina - Reșița*	2020	124	123
Stația Bradu 400/220/110 kV	2018	177	129
Stația Câmpia Turzii 220/110 kV	2017	86	42
Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud	2018	75	45
Stația Reșița 400/220/110 kV	2020	130	81
Stația Raureni 220/110 kV	2019	28	17
Stația Tihău 220/110 kV	2017	11	7
Modernizare s.c.c.p. Stația Sărdănești	2018	21	11
Înlocuire AT și trafo în stații electrice – etapa 2, lot I, II	2018-2019	46	40
Modernizarea stației 110 și 20 kV Suceava	2018	31	25
Modernizarea stației 220/110K Dumbrava	2019	30	20
Stația Domnesti 400/110/20 kV	2020	144	112
Stația Turnu Severin Est 220/110/20 kV	2019	63	43
Stația Arefu 220/110/20 kV	2020	38	24

Contracte

Achiziție în derulare în prezent	În curs de inițiere achiziție în prezent	În curs de obținere aprobări și avize
La acest moment sunt inițiate achiziții care însumează o valoare estimată de 475 mil Lei și se află în diverse stadii de derulare a procedurilor de achiziție / contractare • Stația 400/110/20 KV Smardan (valoare estimată 116,8 mil lei) • Stația 110 kV Medgidia Sud (valoare estimată 60,1 mil lei) • Racorduri la stația Medgidia Sud 400 kV (valoare estimată 54,0 mil lei) • Stația Hasdat 220/110 kV (valoare estimată 50,0 mil lei) • Stația 220/110 kV Craiova Nord (valoare estimată 47,4 mil lei) • Stațiile de 110 kV Bacau Sud și Roman Nord (valoare estimată 46,9 mil lei) • Stația 220/110/20 KV Ungheni (valoare estimată 46,5 mil lei) • Stația Focsani Vest - Instalatii de 110 și 400(220) KV (valoare estimată 32,3 mil lei) • Stația Otetarie Hunedoara 220 kV (valoare estimată 12,7 mil lei)	La acest moment sunt în curs de inițiere achiziții care însumează o valoare estimată de 154 mil lei • Înlocuire AT și Trafo în stații electrice – Etapa 2 (valoare estimată 58,4 mil lei) • Stația 400(220)/110/20 kV Munteni (valoare estimată 53,3 mil lei) • Montare Trafo T3 – 400/110 KV Sibiu Sud (valoare estimată 14,8 mil lei)	În curs de obținere avize/ acorduri/ autorizații/ exproprieri care condiționează începerea contractării unui număr de proiecte privind liniile electrice aeriene • LEA Porțile de Fier-Anina-Reșița-Tișoara-Săcălaz-Arad • Etapa I: Porțile de Fier-Anina-Reșița 118 km • Etapa II: Reșița-Tișoara-Săcălaz-Arad 173 km • LEA Gădălin-Suceava 260 km • LEA Smârdan-Gutinaș 140 km • LEA Cernavodă-Stâlpu 160 km • LEA Ostrovu Mare-RET 32 km • LEA Suceava-Bălți (MD) 90 km (condiționat de încheiere memorandum RO-MD) • Racorduri LEA Isaccea-Varna și LEA Isaccea Dobrudja în stația Medgidia Sud 27 km





Vă mulțumim pentru atenția acordată



Societate Administrată în Sistem Dualist

WE LEAD THE POWER

Transelectrica - Reteaua Electrica de Transport din Romania



[milioane Lei]	9L 2017 IFRS neauditat	9L 2016 IFRS neauditat		T3 2017 IFRS neauditat	T3 2016 IFRS neauditat		T2 2017 IFRS neauditat	T2 2016 IFRS neauditat		T1 2017 IFRS neauditat	T1 2016 IFRS neauditat	
Volum de energie tarifat [TWh]	40.51	39.16	▲	13.11	12.69	▲	12.80	12.45	▲	14.60	14.02	▲
A. Operațional - segment profit												
Venituri	884	933	▼	268	285	▼	283	301	▼	332	348	▼
Venituri Transport	794	852	▼	240	257	▼	255	278	▼	299	317	▼
Venituri Transport Tarif reglementat	731	787	▼	220	236	▼	239	258	▼	273	294	▼
Venituri Transport Alocare capacitate de interconexiune	57	59	▼	18	20	▼	15	18	▼	24	22	▲
Venituri Transport Alte venituri	6	5	▲	1	1	▼	2	2	▲	2	2	▲
Venituri Serviciu de sistem funcțional (dispecerizare SEN)	52	49	▲	16	17	▼	17	15	▲	19	17	▲
Venituri Serviciu de sistem funcțional Tarif reglementat	50	47	▲	15	16	▼	17	15	▲	19	16	▲
Venituri Serviciu de sistem funcțional Schimburi externe de energie neplanificate	2	1	▲	1	0	▲	1	0	▲	0	1	▼
Venituri Alte venituri	38	32	▲	13	11	▲	11	8	▲	14	14	▲
Cheltuieli	493	462	▲	162	155	▲	157	169	▼	173	138	▲
Cheltuieli Operarea sistemului	192	173	▲	63	52	▲	52	58	▼	77	63	▲
Cheltuieli Operarea sistemului Consum propriu tehnologic	152	129	▲	51	40	▲	39	41	▼	62	49	▲
Cheltuieli Operarea sistemului Congestii de rețea	0	3	▼	0	0	▲	0	0	▼	0	3	▼
Cheltuieli Operarea sistemului Consum de electricitate în stațiile de transformare	10	10	▲	3	3	▲	3	7	▼	4	0	▲
Cheltuieli Operarea sistemului Compensare tranzite (Inter-TSO-Compensation)	17	20	▼	5	7	▼	7	7	▼	5	7	▼
Cheltuieli Operarea sistemului Alte cheltuieli	13	10	▲	4	3	▲	4	3	▲	5	5	▲
Cheltuieli Mentenanță	58	63	▼	23	27	▼	20	21	▼	14	15	▼
Cheltuieli Personal	132	132	▼	44	47	▼	46	43	▲	41	41	▲
Cheltuieli Alte cheltuieli	111	94	▲	31	28	▲	38	47	▼	41	19	▲
EBITDA (profit operațional înainte de amortizare)	391	472	▼	106	130	▼	126	131	▼	159	210	▼
Cheltuieli Amortizare active	234	244	▼	78	81	▼	78	81	▼	78	82	▼
EBIT (profit operațional după amortizare)	157	228	▼	28	49	▼	48	50	▼	81	129	▼
A. Operațional - segment pass-through												
Venituri	1,531	965	▲	407	264	▲	331	294	▲	793	407	▲
Venituri Servicii de sistem tehnologice	445	481	▼	126	146	▼	149	157	▼	170	177	▼
Venituri Piața de echilibrare	1,085	484	▲	280	117	▲	182	137	▲	623	230	▲
Cheltuieli	1,587	931	▲	463	232	▲	341	280	▲	783	420	▲
Cheltuieli Servicii de sistem tehnologice	502	447	▲	183	114	▲	160	143	▲	160	190	▼
Cheltuieli Piața de echilibrare	1,085	484	▲	280	117	▲	182	137	▲	623	230	▲
EBIT (profit operațional după amortizare)	-56	34	▼	-56	32	▼	-11	14	▼	11	-12	▲
A+B. Operational total (segment profit + segment pass-through)												
Venituri	2,414	1,898	▲	675	548	▲	614	594	▲	1,125	755	▲
Cheltuieli	2,080	1,393	▲	625	386	▲	499	449	▲	956	557	▲
EBITDA (profit operațional înainte de amortizare)	335	505	▼	50	162	▼	115	145	▼	170	198	▼
Cheltuieli Amortizare active	234	244	▼	78	81	▼	78	81	▼	78	82	▼
EBIT (profit operațional după amortizare)	101	261	▼	-28	81	▼	37	64	▼	91	116	▼
Rezultat financiar	-14	-4	▼	-5	2	▼	-4	-8	▲	-5	2	▼
EBT (profit înainte de impozitul pe profit)	87	258	▼	-34	83	▼	34	56	▼	87	118	▼
Impozit pe profit	-22	-44	▲	0	-12	▲	-6	-14	▲	-16	-19	▲
Profit net	65	213	▼	-34	72	▼	27	43	▼	71	99	▼

TRANSELECTRICA S.A.



Web:

www.transelectrica.ro

Acțiuni:

ISIN **ROTSELACNOR9**, Bloomberg **TEL RO**, Reuters **ROTEL.BX**

Obligațiuni:

ISIN **ROTSELDBC013**



Correspondență:

Olteni 2-4, sector 3, București România



E-mail:

relatii.investitori@transelectrica.ro



Tel:

+40 213035611



Fax:

+40 213035610



Directorat

Corina Georgeta Popescu

Președinte (CEO)

Dan Valeriu Ardelean

Membru

Andreea Georgiana Florea

Membru

Mircea Toma Modran

Membru

Florin Cristian Tătaru

Membru



WE LEAD THE POWER

WWW.TRANSELECTRICA.RO