



Transelectrica SA

Operatorul de Transport și Sistem
al Sistemului Electroenergetic Național al României

We lead the power

Rezultate financiare

2017

situatii financiare separate preliminare



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 – 31 decembrie 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 preliminare:</i>	cifrele prezentate sunt preliminare, exista posibilitatea ca cifrele finale ce vor fi publicate la o data ulterioara sa difere de cifrele preliminare
<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 2017

- Cifre cheie
- Rezultate operaționale
- Rezultate financiare

Investiții

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

Q&A



Financiar

12L y/y

T4L y/y

T3 y/y

T2 y/y

T1 y/y

• Venituri [mil lei]	3.060 ▲ 12,4%	646 ▼ 21,6%	675 ▲ 23,1%	614 ▲ 3,3%	1.125 ▲ 49,0%
• EBITDA [mil lei]	379 ▼ 43,8%	45 ▼ 73,7%	50 ▼ 69,4%	115 ▼ 20,5%	170 ▼ 14,1%
• Profit net [mil lei]	26 ▼ 90,3%	-38 ▼ n/m%	-34 ▼ n/m%	27 ▼ 36,0%	71 ▼ 28,3%

Operațional

12L y/y

T4L y/y

T3 y/y

T2 y/y

T1 y/y

• Consum* [TWh]	56,9 ▲ 2,3%	14,8 ▼ 0,4%	13,6 ▲ 3,8%	13,3 ▲ 3,1%	15,1 ▲ 3,0%
• Producție* [TWh]	59,8 ▲ 2,3%	15,6 ▼ 6,5%	13,7 ▼ 7,3%	14,0 ▲ 2,3%	16,6 ▲ 6,5%
• Export net [TWh]	2,9 ▼ 42,3%	0,7 ▼ 57,8%	0,1 ▼ 94,0%	0,6 ▼ 12,1%	1,4 ▲ 65,6%

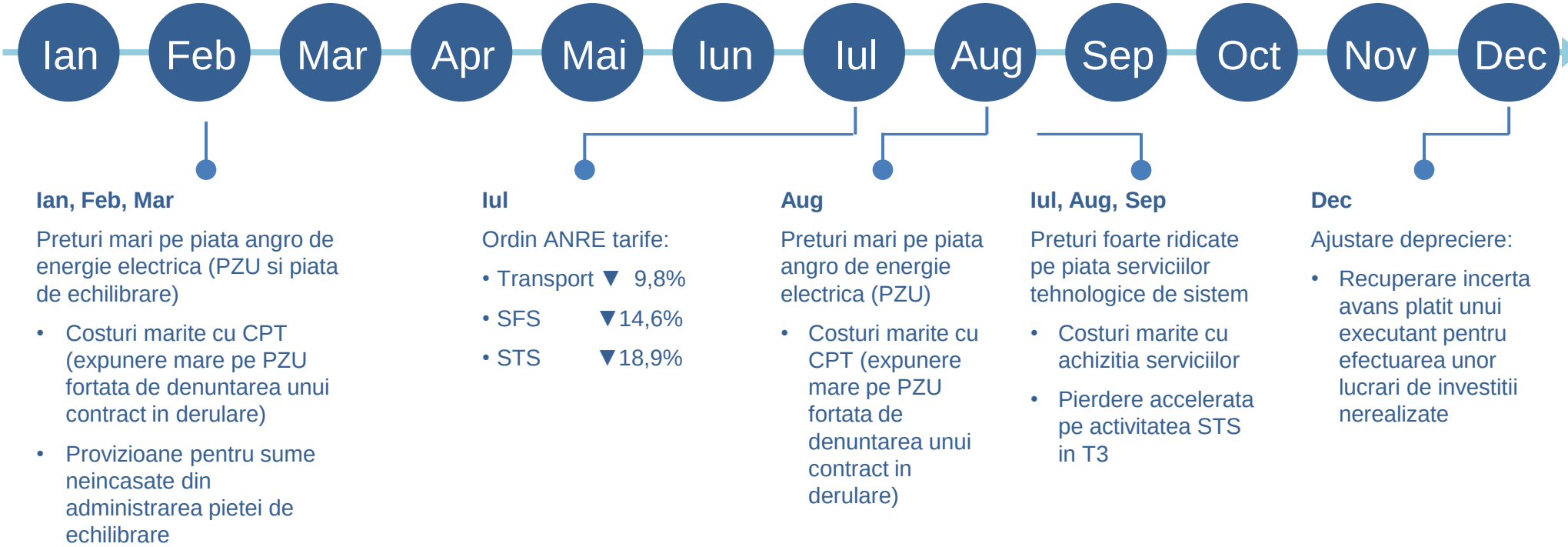
*consumul/producția de electricitate sunt prezentate pe bază netă (nu includ consumul propriu tehnologic al centralelor, consumul net include consumul propriu tehnologic al rețelilor de transport și distribuție și consumul pompelor din unitățile hidro); exportul net este calculat ca sold al fluxurilor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

Cadrul de reglementare

- Activități cu profit permis: tarifele aplicate în 2017 au fost mai mici comparativ cu 2016, conform reducerilor implementate de ANRE la revizuirile tarifare de la 1 iulie 2016 (Transport ▼ 10,8 %, SFS ▲ 11,1%) și 1 iulie 2017 (Transport ▼ 9,8%, SFS ▼ 14,5%); impactul asupra veniturilor a fost atenuat de creșterea volumului tarifat +2,3% determinată de creșterea consumului de electricitate la nivel național
- Activități reglementate în baza unui model de reglementare *profit "zero"*:
Servicii de sistem tehnologice: rezultatul negativ din 2017 a fost determinat în principal de prețurile crescute pe piața serviciilor de sistem, situație suprapusă cu reducerea semnificativă a tarifului reglementat la 1 iulie 2017 (▼ 18,9%)

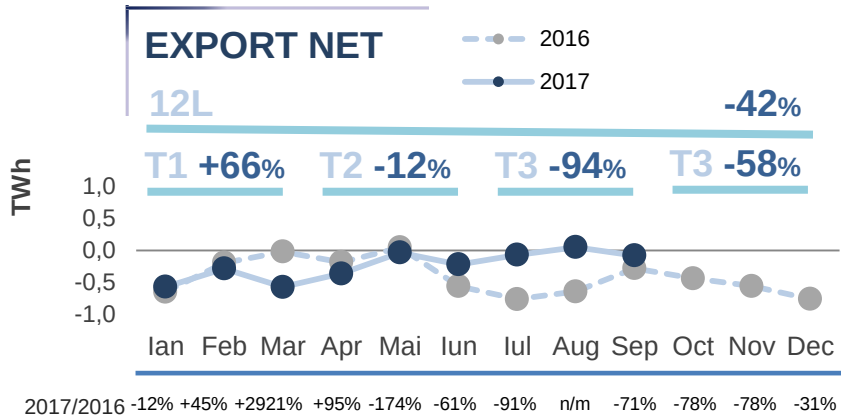
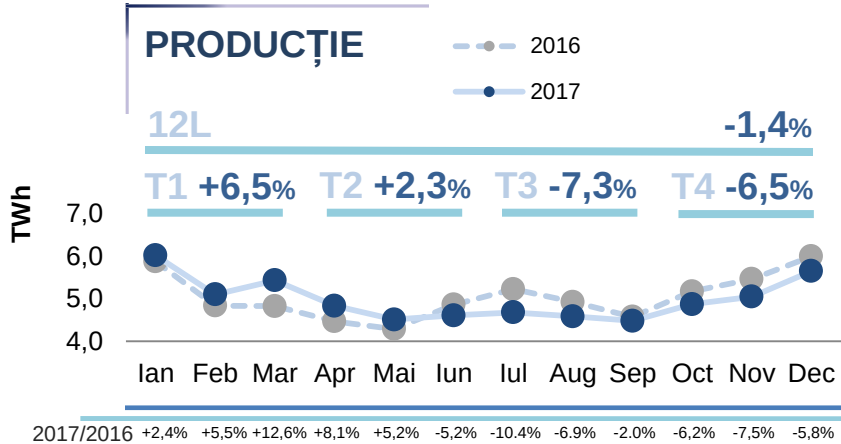
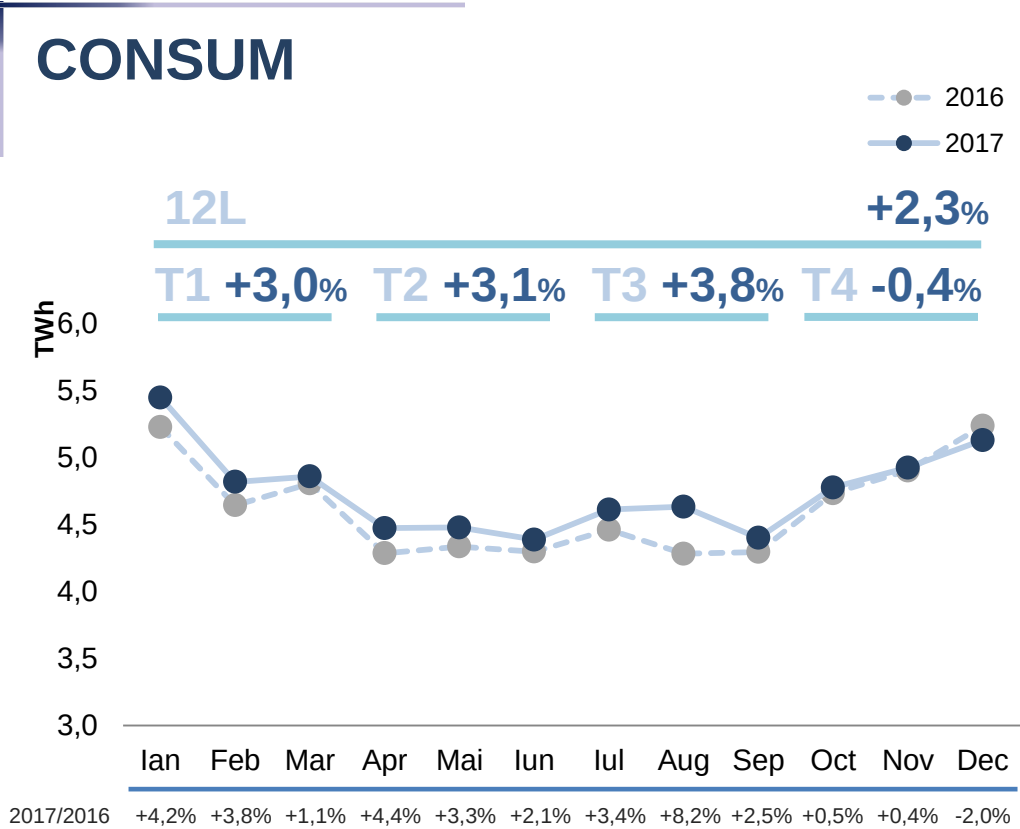
SFS - Servicii Funcționale de Sistem, STS - Servicii Tehnologice de Sistem

	EBIT (mil lei)		EBIT (mil lei)		EBIT (mil lei)		EBIT (mil lei)
T1	Profit permis 81	T2	Profit permis 48	T3	Profit permis 28	T4	Profit permis -11
	Profit "zero" 11		Profit "zero" -11		Profit "zero" -56		Profit "zero" -23
	Total 91		Total 37		Total -28		Total -33



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

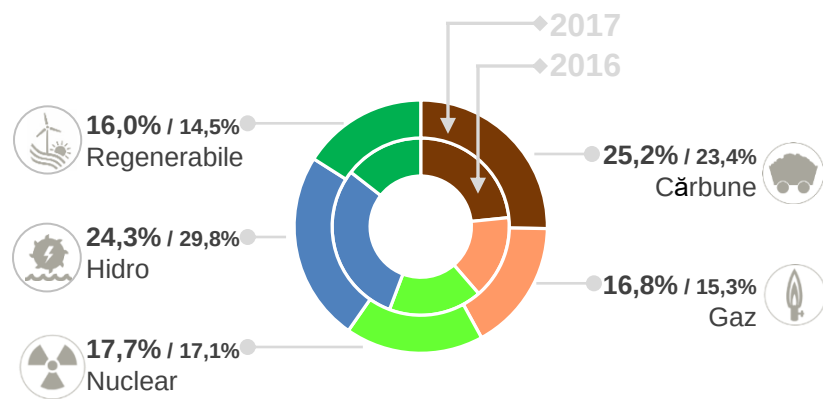
Consum intern - creștere la nivelul întregului an, reducere ușoară în T4
Producție internă – scădere ușoară la nivelul întregului an (creștere în T1 și T2, scădere în T3 și T4)



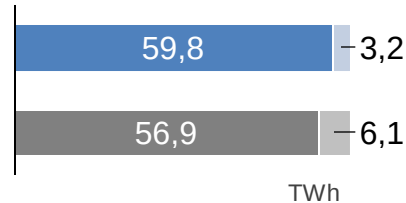
Consumul și producția sunt prezentate pe bază netă, respectiv nu includ consumurile interne de energie electrică ale centralelor electrice. Consumul include pierderile din rețelele de transport și distribuție și consumul pompelor din centralele hidro de acumulare prin pompaj. Exportul este prezentat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

2017 / 2016

Mixul producției nete

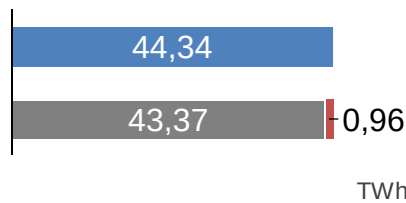


Balanța SEN



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

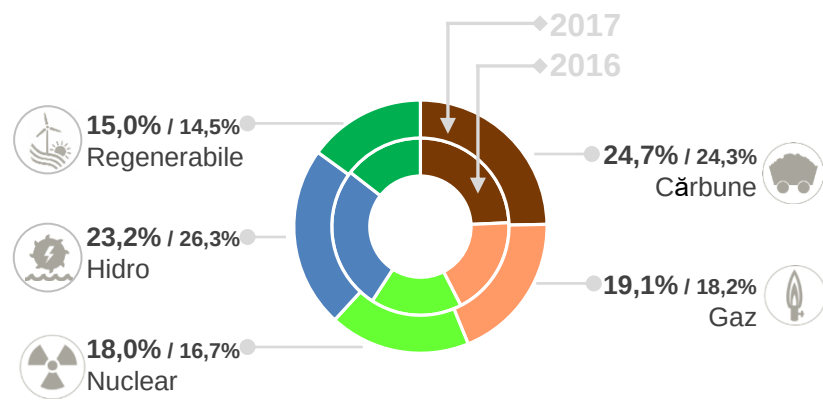
CPT în RET 2,18%



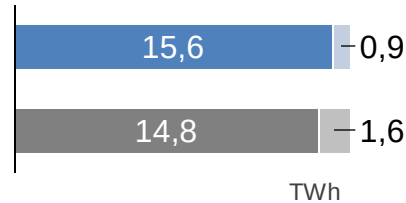
■ Energie intrată în RET
■ Energie extrasă din RET
■ CPT în RET

T4 2017 / T4 2016

Mixul producției nete

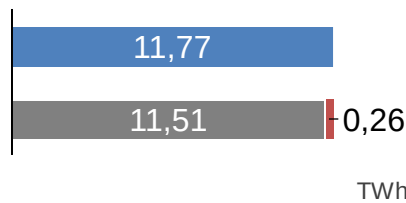


Balanța SEN



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

CPT în RET 2,20%



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

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 ajustari depreciere (piata de echilibrare, incertitudine recuperare avans lucrari investitii)

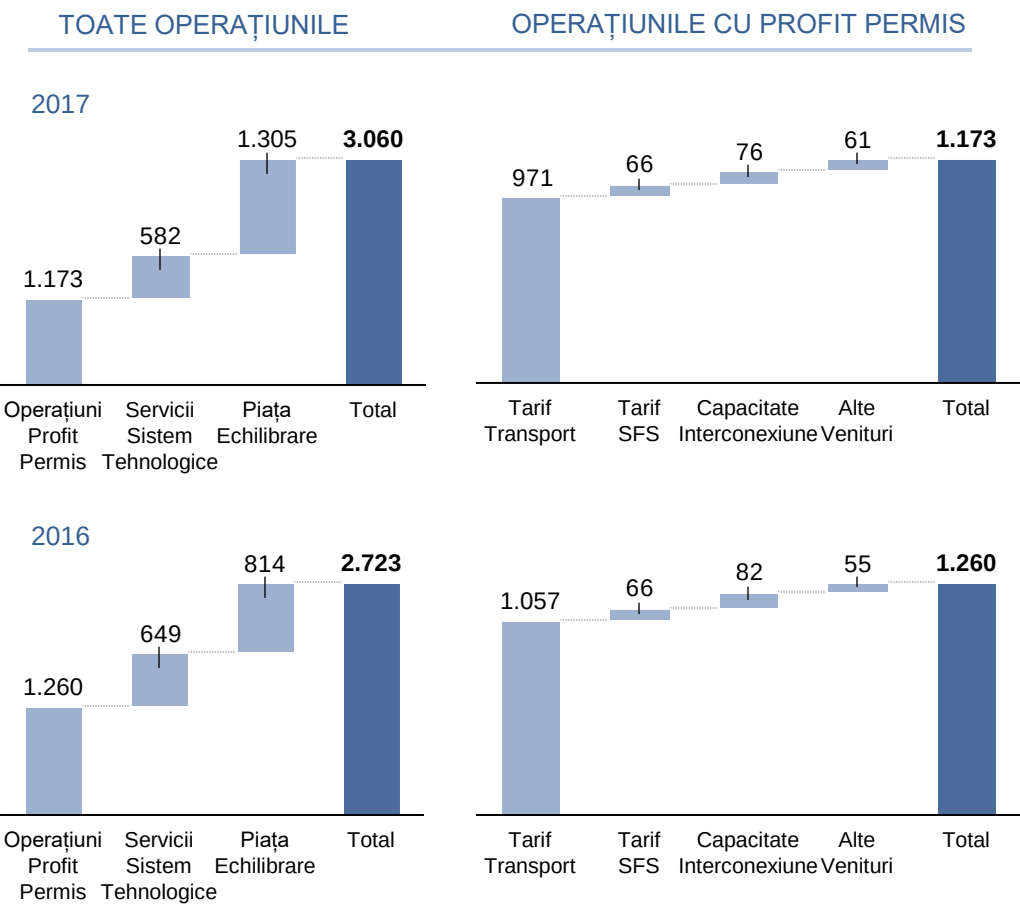
Segmentul profit "zero"

- **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 capacitate de echilibrare 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]	2017	2016	Δ%	T4 2017	T4 2016	Δ%	T3 2017	T3 2016	Δ%	T2 2017	T2 2016	Δ%	T1 2017	T1 2016	Δ%
Volum de energie tarifat [TWh]	54.75	53.52	+2.3%	14.25	14.36	-0.8%	13.11	12.69	+3.3%	12.80	12.45	+2.8%	14.60	14.02	+4.1%
Operațiuni cu profit permis															
Venituri	1,173	1,260	-6.9%	290	326	-11.3%	268	285	-5.8%	283	301	-5.7%	332	348	-4.6%
Cheltuieli	715	672	+6.4%	222	211	+5.5%	162	155	+5.1%	157	169	-7.1%	173	138	+25.6%
EBITDA	458	587	-22.0%	67	116	-41.9%	106	130	-18.6%	126	131	-4.0%	159	210	-24.3%
EBITDA marja	39%	47%		23%	35%		39%	46%		44%	44%		48%	60%	
Amortizare	312	323	-3.6%	78	79	-2.0%	78	81	-4.0%	78	81	-4.1%	78	82	-4.1%
EBIT	146	264	-44.5%	-11	36	-129.5%	28	49	-42.6%	48	50	-3.8%	81	129	-37.2%
Operațiuni profit "zero"															
Venituri	1,887	1,463	+29.0%	356	498	-28.4%	407	264	+54.3%	331	294	+12.5%	793	407	+94.7%
Cheltuieli	1,966	1,375		379	444		463	232		341	280		783	420	
EBIT	-79	88		-23	54		-56	32		-11	14		11	-12	
Total operațiuni															
Venituri	3,060	2,723	+12.4%	646	825	-21.6%	675	548	+23.1%	614	594	+3.3%	1,125	755	+49.0%
Cheltuieli	2,681	2,048	+30.9%	601	655	-8.1%	625	386	+61.9%	499	449	+11.0%	956	557	+71.5%
EBITDA	379	675	-43.8%	45	170	-73.7%	50	162	-69.4%	115	145	-20.5%	170	198	-14.3%
EBIT	67	352	-80.9%	-33	90	-136.8%	-28	81	-134.7%	37	64	-41.3%	91	116	-21.6%
Profit net	26	272	-90.3%	-38	60	-164.4%	-34	72	-147.0%	27	43	-36.0%	71	99	-28.3%

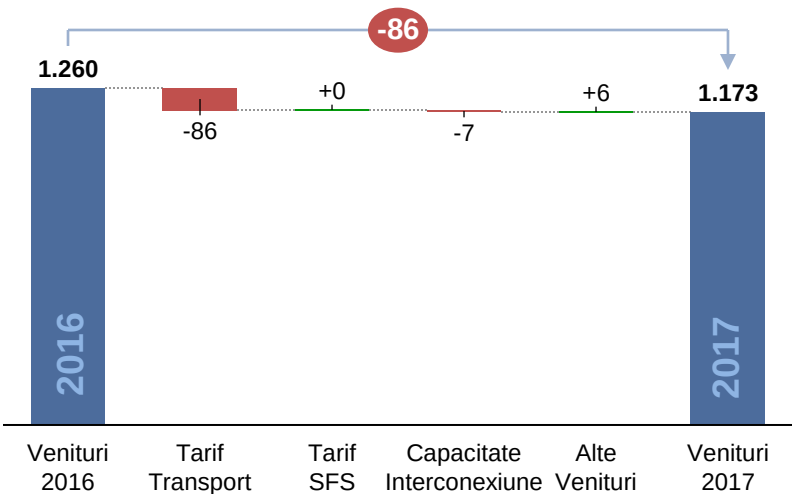
Operațional | Venituri

Venituri operaționale



Venituri operaționale

OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS: DINAMICA PE COMPONENTE



DETERMINANȚII REDUCERII VENITURILOR

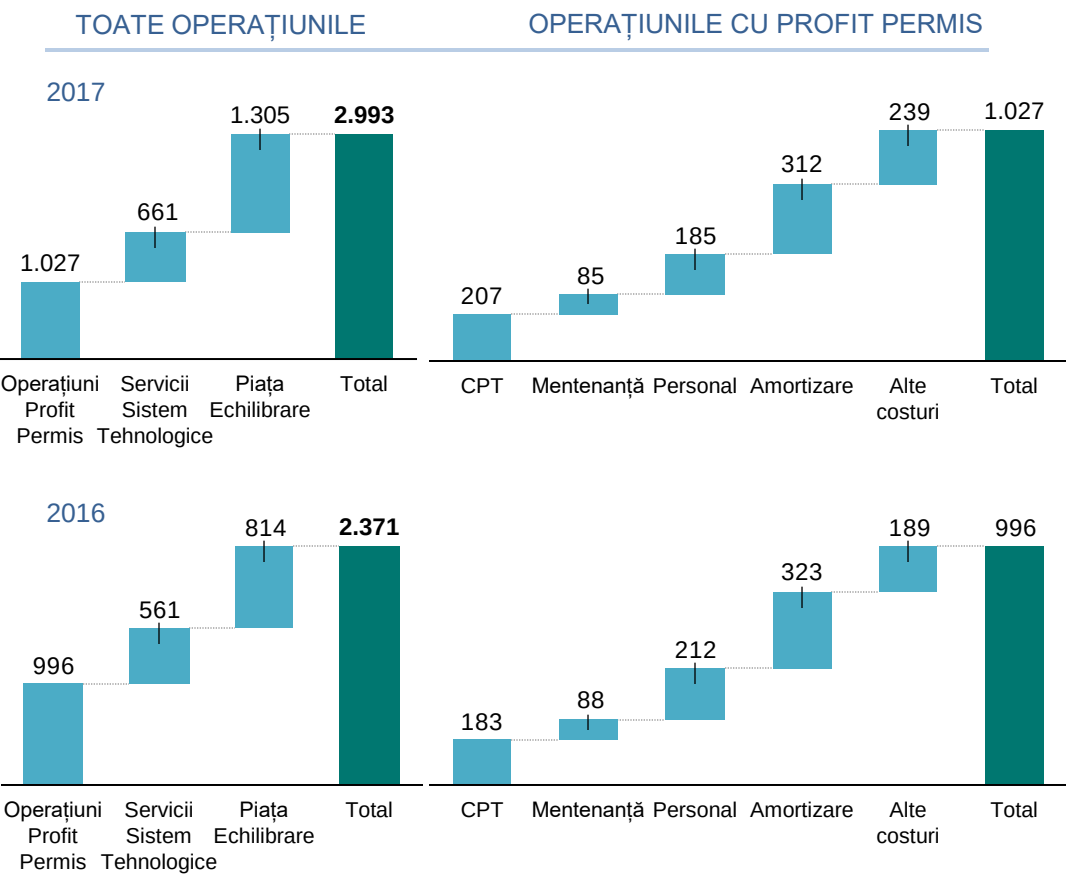
▼ Factorul principal al reducerii veniturilor a fost diminuarea tarifului reglementat de transport (la 1.07.2016 și la 1.07.2017), cele două reduceri fiind cauzate în principal de ajustarea costurilor cu acoperirea CPT, ajustarea ratei inflației și a volumului excedentar de energie tarifată

Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

SFS: Servicii Funcționale de Sistem

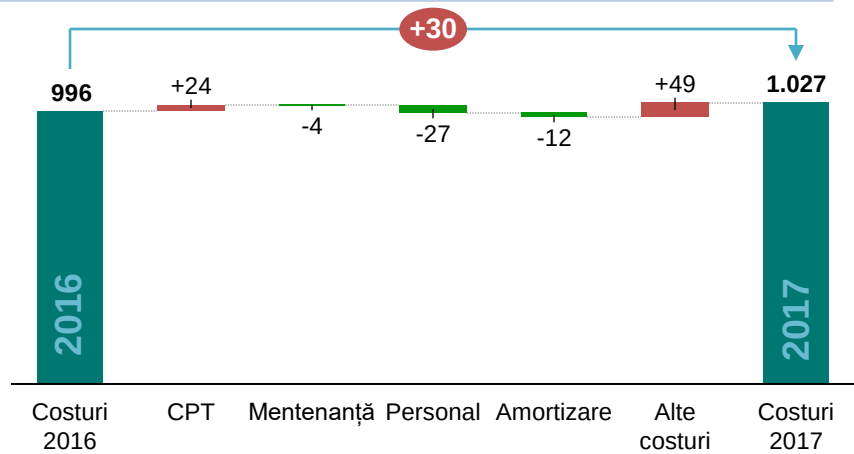
Operațional | Cheltuieli

Cheltuieli operaționale



Cheltuieli operaționale

OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS: DINAMICA PE COMPONENTE

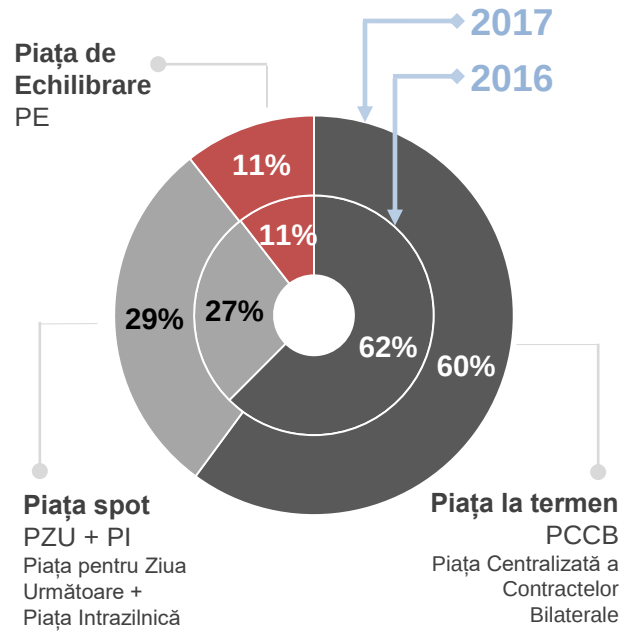
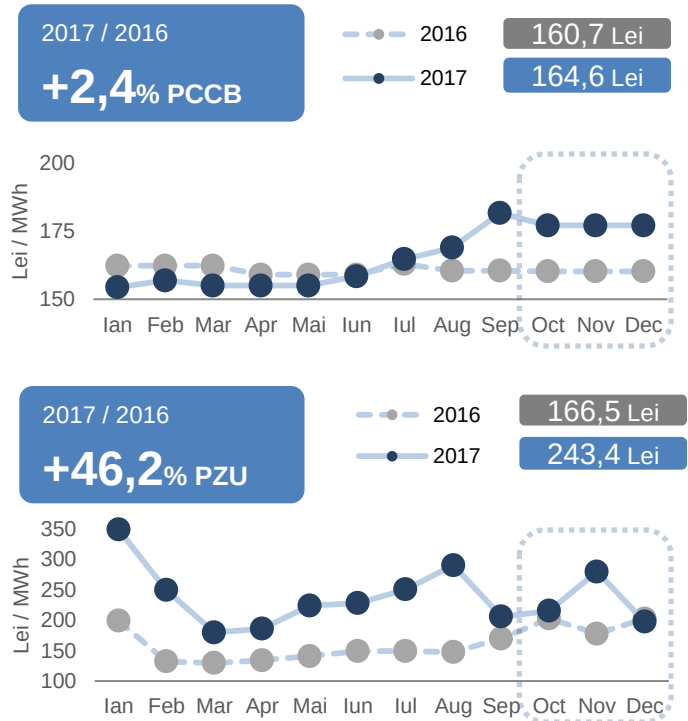
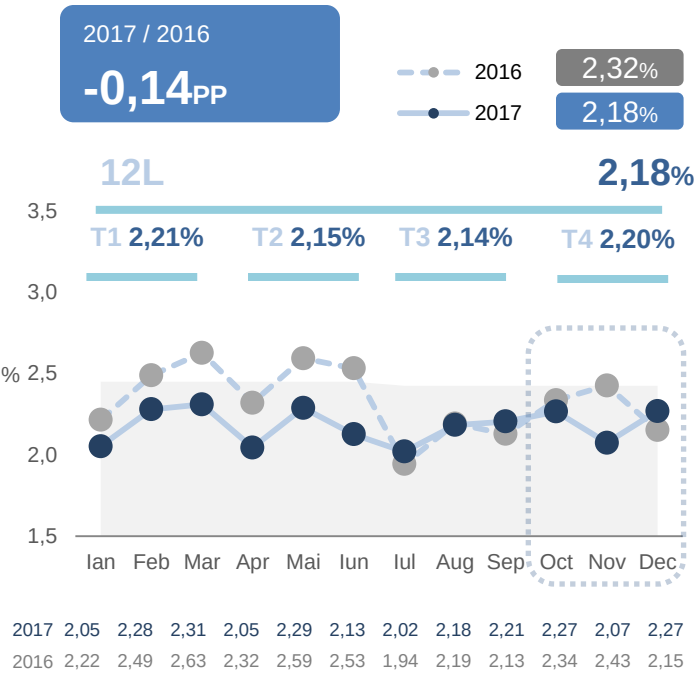


DETERMINANȚII CREȘTERII CHELTUIELILOR

- ▲ Cheltuieli privind consumul propriu tehnologic – creștere cauzată de evoluția prețurilor pe piața de energie electrică
- ▲ Alte costuri: provizioane (piața de echilibrare, recuperare incertă avans platit unui executant de lucrări de investiții), costuri cu schimburi neplanificate de energie electrică cu țările vecine, costuri cu tranzițiile de energie electrică (Inter-TSO-Compensation)

Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Operațional | consumul propriu tehnologic



CONSUM PROPRIU TEHNOLOGIC

44,34 TWh
ENERGIE INTRODUSĂ ÎN 2017

43,37 TWh
ENERGIE EXTRASĂ DIN RET ÎN 2017

2,18% (0,96 TWh)
CPT ÎN RET 2017

PREȚURI CPT PE PIEȚE

164,6 Lei/MWh (▲ 2,4%)
PREȚ MEDIU PCCB

243,4 Lei/MWh (▲ 46,2%)
PREȚ MEDIU PZU

415,4 Lei/MWh (▲ 24,3%)
PREȚ MEDIU PE

PREȚ MEDIU / MIX ACHIZIȚIE

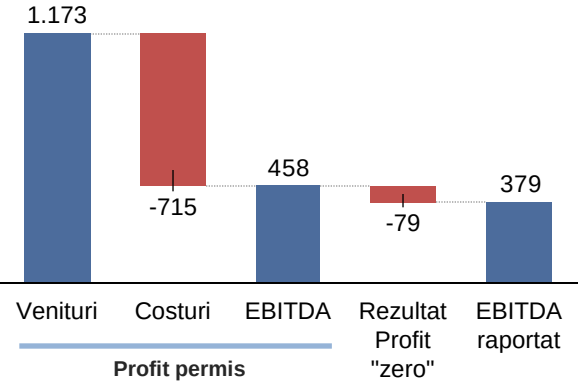
215 Lei/MWh (180 Lei/MWh în 2016)
PREȚ MEDIU TOTAL

60%PCCB / 29%SPOT / 11%PE (2017)
MIX ACHIZIȚIE CPT (CANTITATIV)

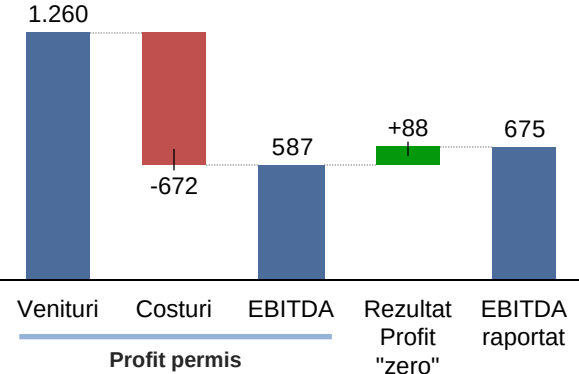
62%PCCB / 27%SPOT / 11%PE (2016)
MIX ACHIZIȚIE CPT (CANTITATIV)

DE LA VENITURI LA EBITDA

2017

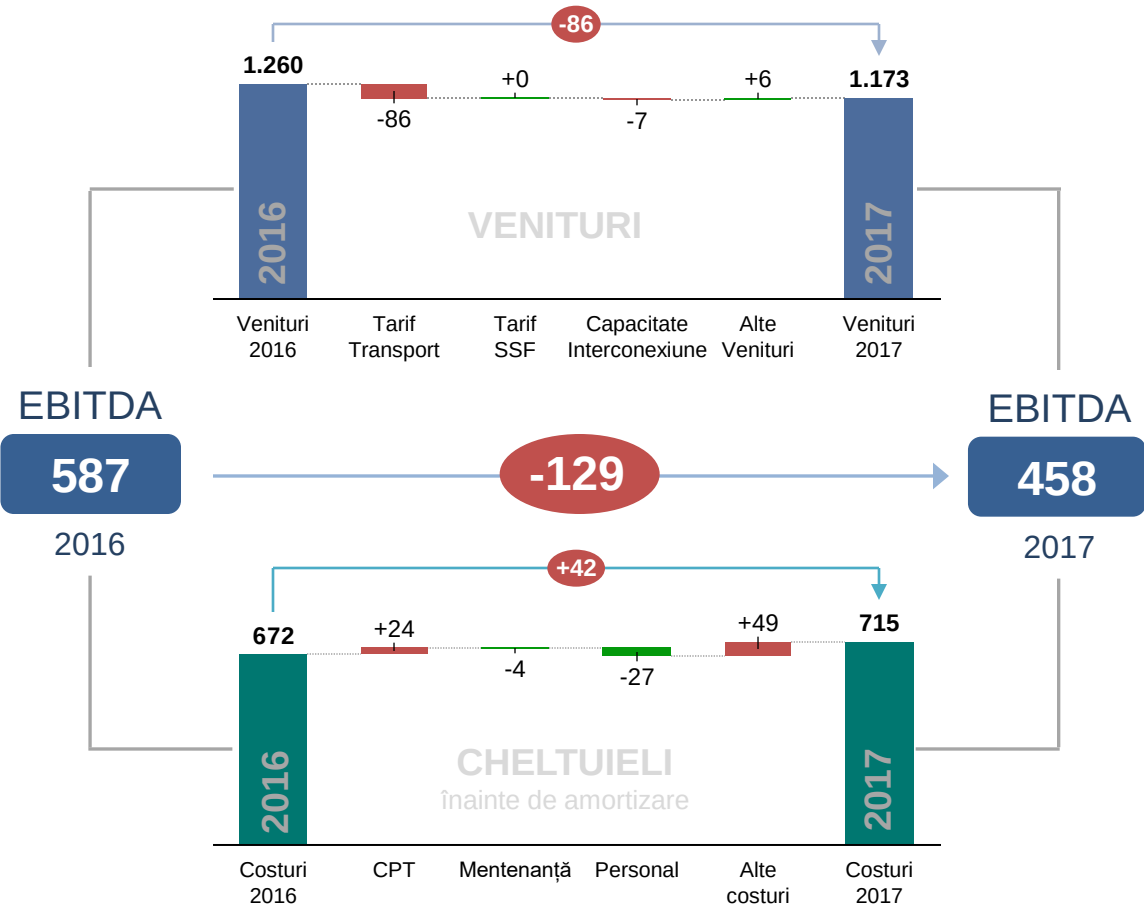


2016

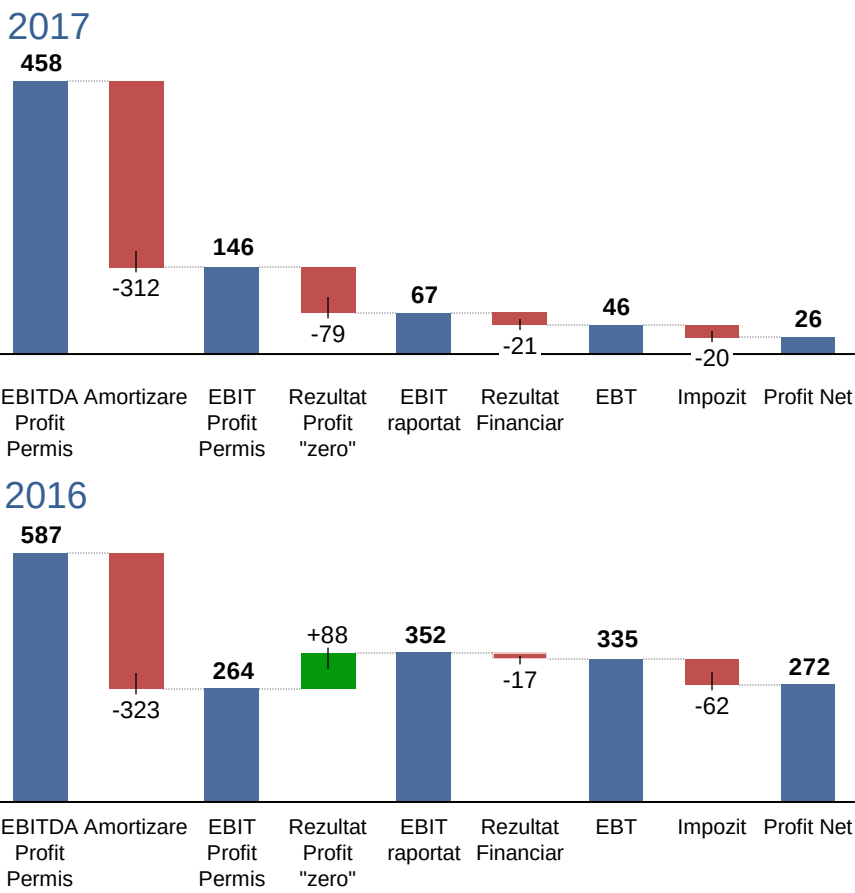


Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Dinamica EBITDA pe componente (PROFIT PERMIS)



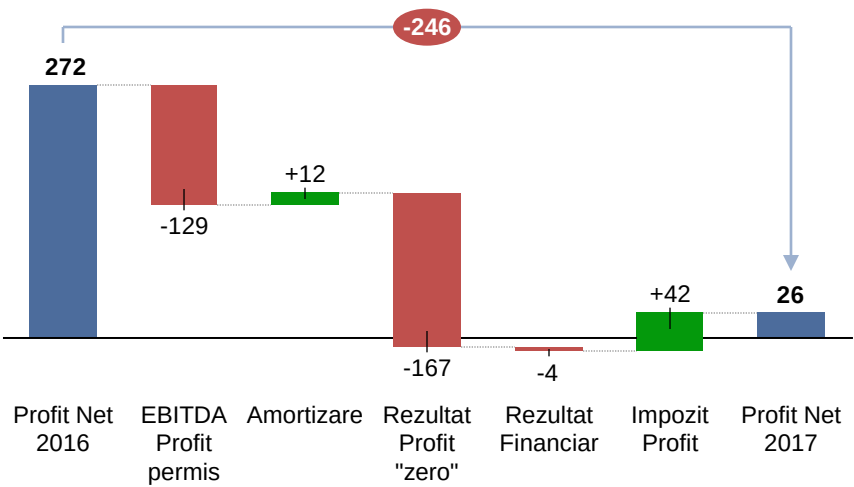
DE LA EBITDA LA PROFITUL NET



Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Evoluția profitului: EBITDA → Profit net

PROFITUL NET PE COMPONENTE

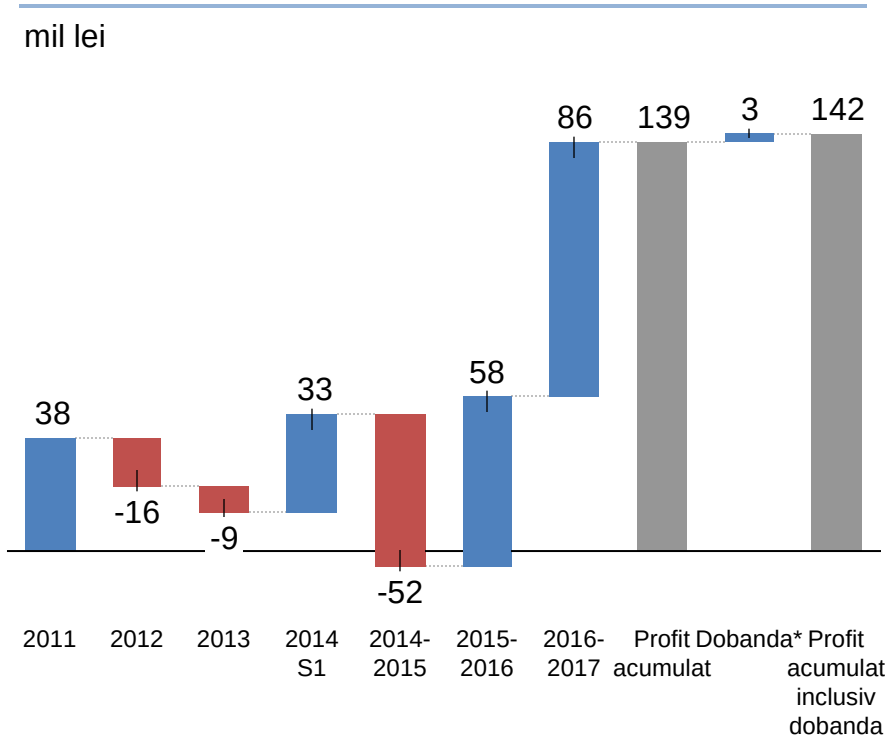


DETERMINANȚII SCĂDERII PROFITULUI NET

- 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 (incasari incerte in principal pe piata de echilibrare, recuperare incerta a avansului platit unui executant de lucrari de investitii neefectuate)
- 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

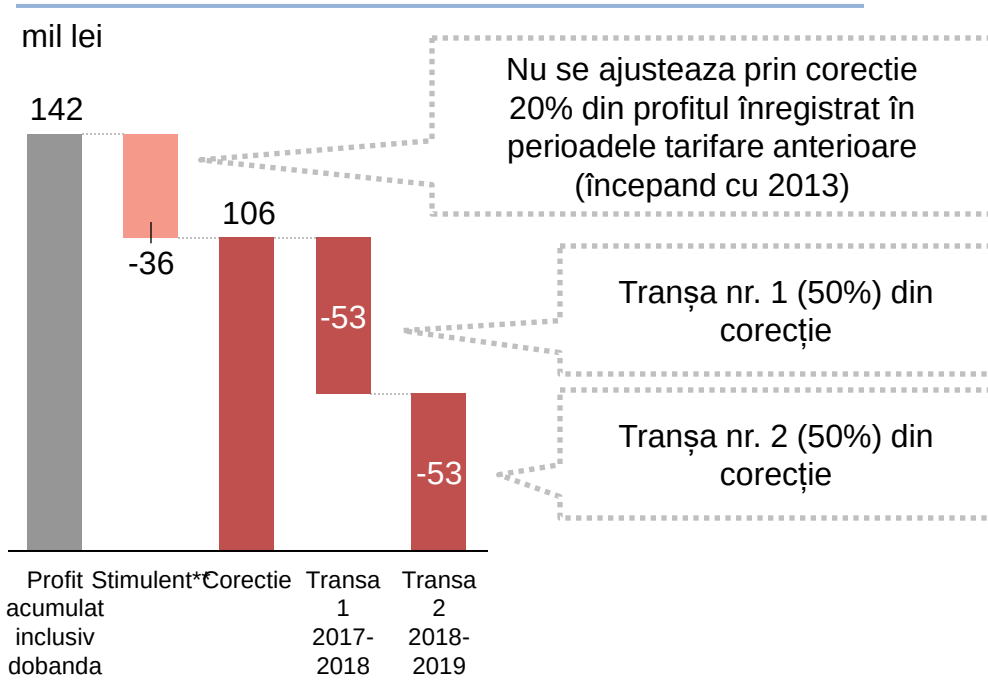
Compensarea profiturilor istorice acumulate prin corectii tarifare

Profit acumulat
01.01.2011 – 30.06.2017



* 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.

Masuri tarifare compensatorii
corecții tarifare negative eşalonate
la 01.07.2017 și 01.07.2018

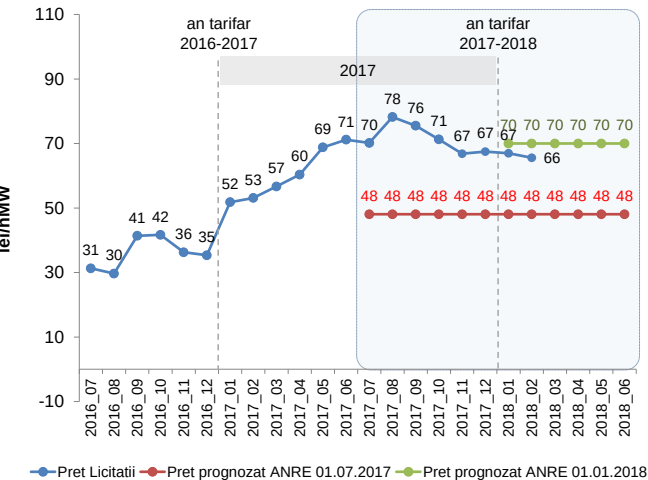


** Cadrul de reglementare a tarifului pentru servicii de sistem contine, incepand cu anul 2013, un mecanism stimulat in conformitate cu care o parte (20%) din eventuale profituri inregistrate de Transelectrica (datorate modalitatii eficiente de achizitie a rezervelor de sistem) nu sunt ajustate prin corectie negativa in perioadele urmatoare (stimulent acordat in scopul cointeressarii Transelectrica pentru reducerea costurilor cu achizitia serviciilor de sistem in viitor)

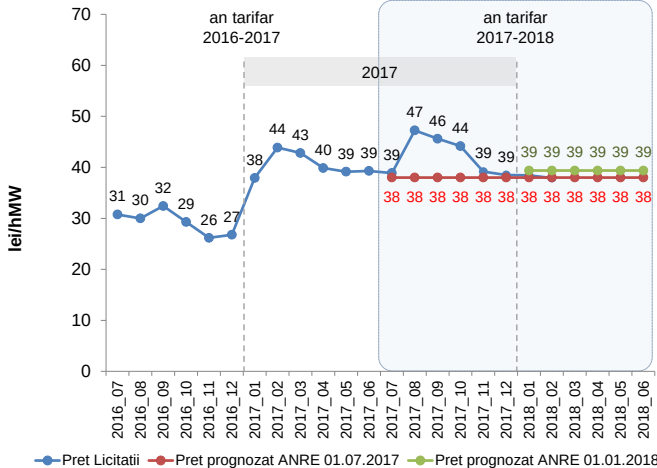
Ipoteze de preț aprobate vs. prețuri reale (achiziții din piață*)

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

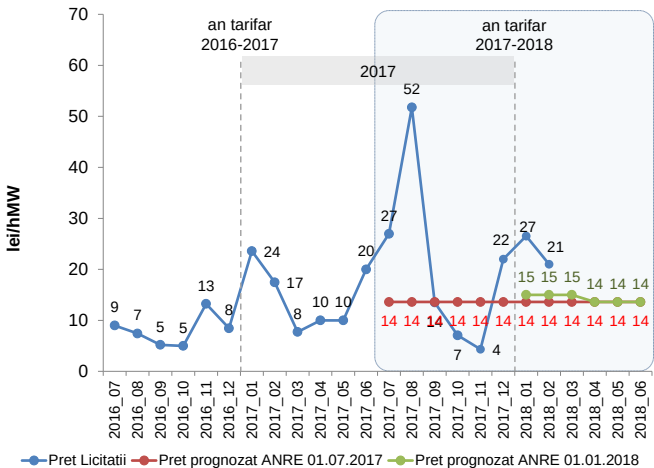
Rezervă secundară



Rezervă terțiară rapidă



Rezervă terțiară lentă



2017 - perioada Iulie-Decembrie

- La 01.07.2017 tariful a fost redus de ANRE cu cca. -19% (la 9,39 lei/MWh de la 11,58 lei/MWh anterior)
- Ipotezele de preturi stabilite de ANRE nu au fost confirmate de piata. Preturile reale au fost semnificativ mai mari fata de preturile prognozate in tarif.
- Pierdere financiara inregistrata in semestrul II 2017 (prima jumatate a anului tarifar 2017-2018) a depasit nivelul programat pentru intregul an tarifar 2017-2018

2018 - perioada Ianuarie-Iunie

- La 01.01.2018 tariful a fost majorat de ANRE cu cca. +28% (la 12,06 lei/MWh, de la 9,39 lei/MWh anterior)
- Factorul principal ce a determinat cresterea tarifului a fost reevaluarea de catre ANRE a bazei de costuri (revizuirea prognozei preturilor unitare platite de Transelectrica pe piata serviciilor de sistem pentru procurarea rezervelor utilizabile pentru echilibrarea Sistemului Electroenergetic National)
- Noile ipoteze de preturi stabilite de ANRE indica valori superioare celor stabilite la prognoza anterioara de la inceputul anului tarifar, fiind in linie cu evolutia pietei

252
mil Lei

Contracte noi semnate

valoarea totală cumulată a contractelor de investiții semnate în 2017

Cele mai importante poziții:

111,8 mil Lei – Retehnologizarea Stației 400/110/20kV Domnesti
42,5 mil Lei – Retehnologizarea Stației 400/110/20kV Ungheni
38,1 mil Lei – Retehnologizarea Stațiilor 110 kV Bacau Sud si Roman Nord



179
mil Lei

Cheltuieli de investiții

Sume intrate în conturile de imobilizări în curs în 2017

Cele mai importante poziții:

43,7 mil Lei - Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu
29,2 mil Lei - LEA Resita – Pancevo
25,6 mil Lei - Inlocuire AT si Trafo în stații electrice, etapa 2
12,5 mil Lei - Modernizare statia 400/110/20kV Cluj Est



205
mil Lei

Active imobilizate noi

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

Cele mai importante poziții:

84,9 mil Lei - Retehnologizarea Stației 400/220/110/20 kV Bradu
39,6 mil Lei - Retehnologizarea Stației 220/110/20 kV Campia Turzii
19,8 mil Lei - Inlocuire AT si Trafo în stații electrice, etapa 2
17,3 mil Lei - Sistem integrat de securitate la stații electrice (Rosiori, Oradea Sud, Paroseni, Iernut)
8,3 mil Lei - Remediere avarie LEA 400 kV Iernut - Gadalin si 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 470 mil Lei și se află în diverse stadii de derulare a procedurilor de achiziție / contractare • Stația 400/110/20 KV Smardan (valoare estimata 116,8 mil lei) • Stația 110 kV Medgidia Sud (valoare estimata 60,1 mil lei) • Înlocuire AT si Trafo in statii electrice – Etapa 2 (valoare estimata 58,4 mil lei) • Racorduri la statia Medgidia Sud 400 kV (valoare estimata 54,0 mil lei) • Stația Hasdat 220/110 kV (valoare estimata 50,0 mil lei) • Stația 220/110 kV Craiova Nord (valoare estimata 47,4 mil lei) • Celule mobile de 110 kV, 220 kV si 400 kV (valoare estimata 21,6 mil lei) • Stația Otelarie Hunedoara 220 kV (valoare estimata 12,7 mil lei)	La acest moment sunt în curs de inițiere achiziții care insumeaza o valoare estimata de 307 mil lei • Statia 110 kV Timisoara (valoare estimata 98,7 mil lei) • Statia electrica 400 kV Stalpu (valoare estimata 78,4 mil lei) • Statia 400(220)/110/20 kV Munteni (valoare estimata 53,3 mil lei) • Statia 220/110/ kV Iaz (valoare estimata 50 mil lei) • Montare Trafo T3 – 400/110 KV Sibiu Sud (valoare estimata 14,8 mil lei) • Statia 400/220/110 kV Resita – Echipamente secundare si servicii asociate (valoare estimata 11,4 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-Timișoara-Săcălaz-Arad • Etapa I: Porțile de Fier-Anina-Reșița 118 km • Etapa II: Reșița-Timișoara-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



1000 km
linii noi





Vă mulțumim pentru atenția acordată



Societate Administrată în Sistem Dualist

WE LEAD THE POWER

Transelectrica - Reteaua Electrica de Transport din Romania



[mil Lei]	2017 IFRS unaudited	2016 IFRS audited		Q4 2017 IFRS unaudited	Q4 2016 IFRS unaudited		Q3 2017 IFRS unaudited	Q3 2016 IFRS unaudited		Q2 2017 IFRS unaudited	Q2 2016 IFRS unaudited		Q1 2017 IFRS unaudited	Q1 2016 IFRS unaudited	
Billed volume [TWh]	54.75	53.52 ▲	2.3%	14.25	14.36 ▼	1%	13.11	12.69 ▲	3%	12.80	12.45 ▲	3%	14.60	14.02 ▲	4%
Profit-allowed operations															
Operational revenues	1,173	1,260 ▼	6.9%	290	326 ▼	11%	268	285 ▼	6%	283	301 ▼	6%	332	348 ▼	5%
Operational revenues Transmission	1,055	1,146 ▼	8.0%	261	294 ▼	11%	240	257 ▼	7%	255	278 ▼	8%	299	317 ▼	6%
Operational revenues Transmission Regulated fee	971	1,057 ▼	8.1%	240	269 ▼	11%	220	236 ▼	7%	239	258 ▼	7%	273	294 ▼	7%
Operational revenues Transmission Cross-border rents	76	82 ▼	7.9%	19	23 ▼	17%	18	20 ▼	6%	15	18 ▼	18%	24	22 ▲	9%
Operational revenues Transmission Other	8	8 ▲	9.4%	2	2 ▲	18%	1	1 ▼	0%	2	2 ▲	6%	2	2 ▲	11%
Operational revenues Dispatching	68	68 ▲	1.3%	16	19 ▼	14%	16	17 ▼	6%	17	15 ▲	16%	19	17 ▲	12%
Operational revenues Dispatching Regulated fee	66	66 ▼	0.2%	16	19 ▼	16%	15	16 ▼	11%	17	15 ▲	14%	19	16 ▲	16%
Operational revenues Dispatching Unplanned cross-border flows	2	1 ▲	74.2%	0	0 ▲	108%	1	0 ▲	463%	1	0 ▲	111%	0	1 ▼	69%
Operational revenues Other income	50	46 ▲	9.7%	12	13 ▼	9%	13	11 ▲	20%	11	8 ▲	37%	14	14 ▲	5%
Operational costs	715	672 ▲	6.4%	222	211 ▲	6%	162	155 ▲	5%	157	169 ▼	7%	173	138 ▲	26%
Operational costs System operation	258	231 ▲	11.8%	65	58 ▲	12%	63	52 ▲	22%	52	58 ▼	9%	77	63 ▲	22%
Operational costs System operation Grid losses	207	183 ▲	13.1%	55	54 ▲	3%	51	40 ▲	27%	39	41 ▼	4%	62	49 ▲	27%
Operational costs System operation Congestion relief	0	3 ▼	91.8%	0	0 ▲	437%	0	0 ▲	-	0	0 ▼	99%	0	3 ▼	98%
Operational costs System operation Power consumption in grid substations	14	15 ▼	6.3%	4	5 ▼	23%	3	3 ▲	10%	3	7 ▼	57%	4	0 ▲	2039%
Operational costs System operation Inter-TSO-Compensation	20	17 ▲	18.8%	3	-3 ▲	-	5	7 ▼	23%	7	7 ▼	1%	5	7 ▼	20%
Operational costs System operation Other	16	13 ▲	28.8%	3	3 ▲	13%	4	3 ▲	70%	4	3 ▲	38%	5	5 ▲	11%
Operational costs Maintenance	85	88 ▼	4.1%	27	26 ▲	5%	23	27 ▼	14%	20	21 ▼	4%	14	15 ▼	3%
Operational costs Personell	185	212 ▼	12.8%	53	80 ▼	34%	44	47 ▼	7%	46	43 ▲	7%	41	41 ▲	0%
Operational costs Other	188	141 ▲	32.8%	77	47 ▲	64%	31	28 ▲	12%	38	47 ▼	19%	41	19 ▲	114%
EBITDA	458	587 ▼	22.0%	67	116 ▼	42%	106	130 ▼	19%	126	131 ▼	4%	159	210 ▼	24%
Operational costs Depreciation and amortization	312	323 ▼	3.6%	78	79 ▼	2%	78	81 ▼	4%	78	81 ▼	4%	78	82 ▼	4%
EBIT	146	264 ▼	44.5%	-11	36 ▼	-	28	49 ▼	43%	48	50 ▼	4%	81	129 ▼	37%
Pass-through operations															
Operational revenues	1,887	1,463 ▲	29.0%	356	498 ▼	28%	407	264 ▲	54%	331	294 ▲	13%	793	407 ▲	95%
Operational revenues System service	582	649 ▼	10.2%	137	168 ▼	18%	126	146 ▼	14%	149	157 ▼	5%	170	177 ▼	4%
Operational revenues Balancing service	1,305	814 ▲	60.3%	219	330 ▼	34%	280	117 ▲	139%	182	137 ▲	33%	623	230 ▲	171%
Operational costs	1,966	1,375 ▲	43.0%	379	444 ▼	15%	463	232 ▲	100%	341	280 ▲	22%	783	420 ▲	87%
Operational costs System service	661	561 ▲	17.9%	160	114 ▲	41%	183	114 ▲	60%	160	143 ▲	11%	160	190 ▼	16%
Operational costs Balancing service	1,305	814 ▲	60.3%	219	330 ▼	34%	280	117 ▲	139%	182	137 ▲	33%	623	230 ▲	171%
EBIT	-79	88 ▼	-	-23	54 ▼	-	-56	32 ▼	-	-11	14 ▼	-	11	-12 ▲	-
All operations (profit-allowed and pass-through)															
Operational revenues	3,060	2,723 ▲	12.4%	646	825 ▼	21.6%	675	548 ▲	23%	614	594 ▲	3%	1,125	755 ▲	49%
Operational costs	2,681	2,048 ▲	30.9%	601	655 ▼	8%	625	386 ▲	62%	499	449 ▲	11%	956	557 ▲	71%
EBITDA	379	675 ▼	43.8%	45	170 ▼	73.7%	50	162 ▼	69%	115	145 ▼	20%	170	198 ▼	14%
Operational costs Depreciation and amortization	312	323 ▼	3.6%	78	79 ▼	2%	78	81 ▼	4%	78	81 ▼	4%	78	82 ▼	4%
EBIT	67	352 ▼	80.9%	-33	90 ▼	-	-28	81 ▼	-	37	64 ▼	41%	91	116 ▼	22%
Financial result	-21	-17 ▼	24.0%	-7	-13 ▲	44%	-5	2 ▼	-	-4	-8 ▲	51%	-5	2 ▼	-
EBT	46	335 ▼	86.2%	-41	77 ▼	-	-34	83 ▼	-	34	56 ▼	40%	87	118 ▼	27%
Income tax	-20	-62 ▲	68.3%	2	-18 ▲	-	0	-12 ▲	100%	-6	-14 ▲	53%	-16	-19 ▲	19%
Net Income	26	272 ▼	90.3%	-38	60 ▼	-	-34	72 ▼	-	27	43 ▼	36%	71	99 ▼	28%

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