



Transelectrica SA

Operatorul de Transport și Sistem
al Sistemului Electroenergetic Național al României

We lead the power

Rezultate financiare

T1 2019

(01.01.2019 – 31.03.2019)

situatii financiare separate

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 2019 – 31 martie 2019
<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 T1 2019

- Cifre cheie
- Rezultate operaționale
- Rezultate financiare

Investiții

- Investiții realizate în T1 2019

Q&A



Financiar

T1 y/y

• Venituri [mil lei]	649 ▼ 5%
• EBITDA [mil lei]	116 ▼ 26%
• Profit net [mil lei]	38 ▼ 44%

- Reducere venituri (profit permis +6%, “profit zero” -14%)
- Creștere opex (profit permis +2%, “profit zero” +0%)
- Evoluție pozitivă pe activitățile cu profit permis, anulată de pierderea din activitățile “profit zero”

Operațional

T1 y/y

• Consum* [TWh]	15,3 ▼ 2,1%
• Producție* [TWh]	15,0 ▼ 10,5%
• Import net [TWh]	0,3 n/a

- Reducere ușoară a consumului de energie electrică
- Reducere semnificativă a producției de energie electrică
- Import net în T1 2019 față de export net în T1 2018

*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

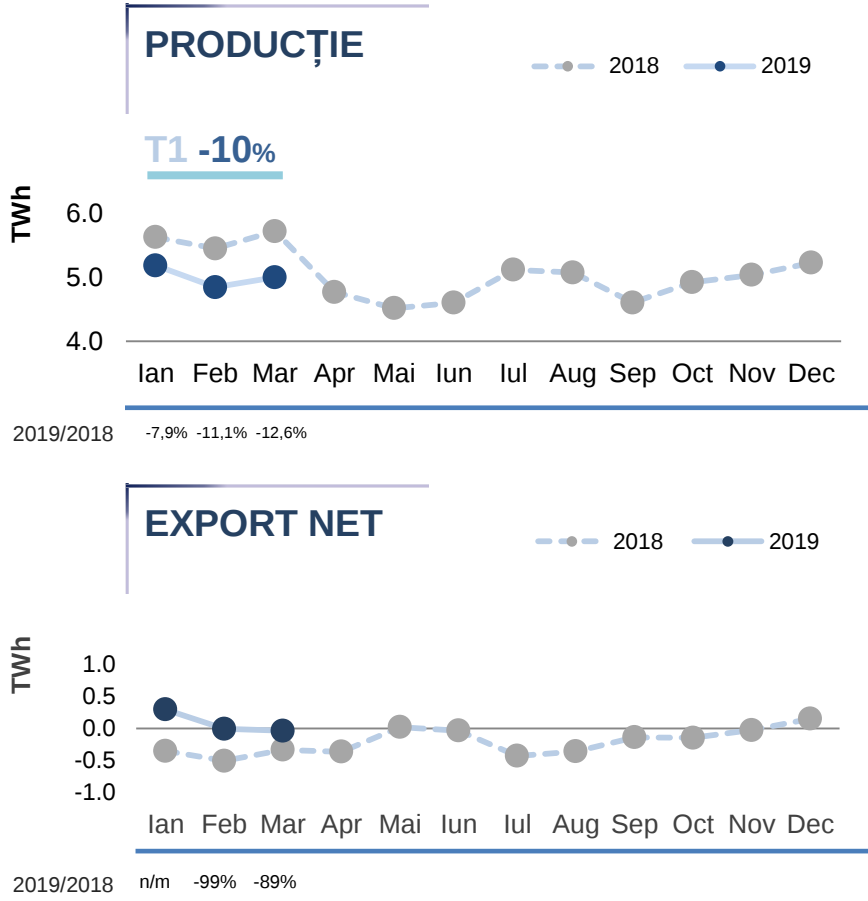
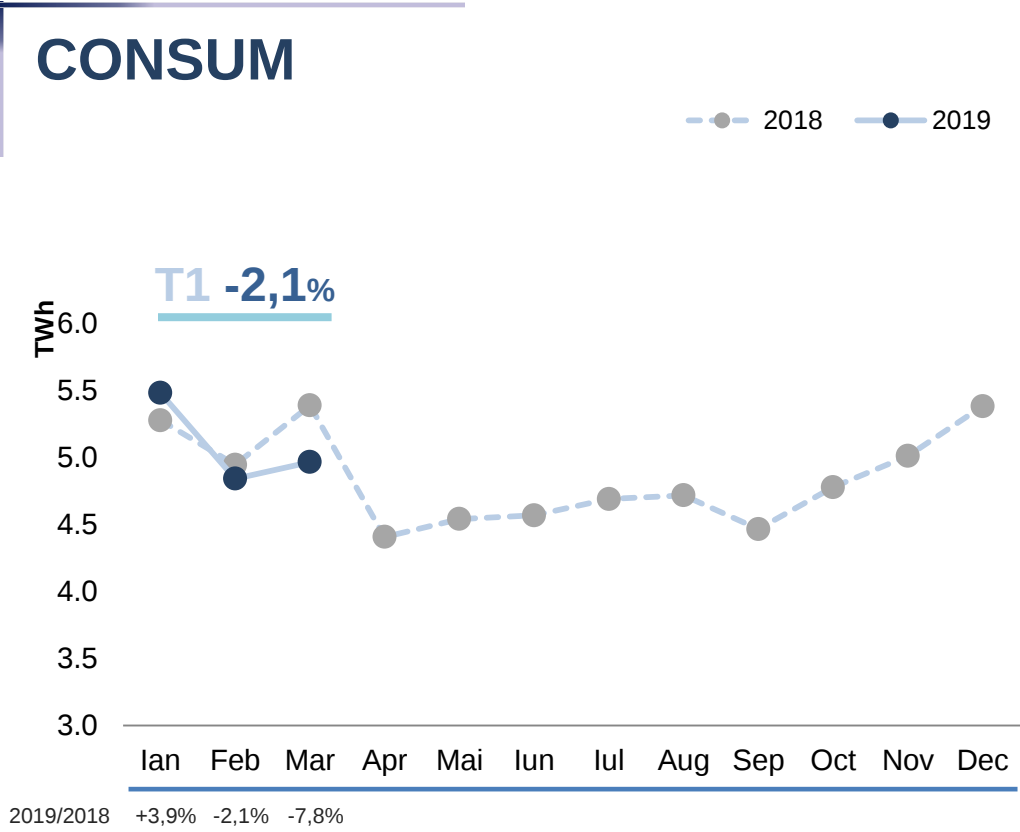
Cadrul de reglementare

- Activități cu profit permis: tarifele practicate în T1 2019 au fost în ansamblu mai mari comparativ cu cele practicate în T1 2018, conform majorării implementate de ANRE la revizuirea tarifelor de la 1 iulie 2018 (Transport ▲ 7,5%);
- Activități reglementate în baza unui model de reglementare “profit zero”.
Servicii de sistem tehnologice: rezultatul negativ din T1 2019 a fost determinat în principal de prețurile ridicate pe piața serviciilor de sistem

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

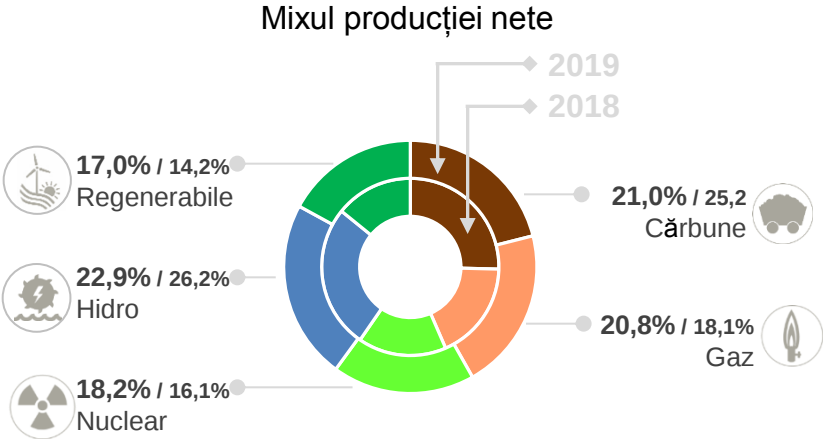
Consum intern - scadere ușoară în T1 2019 (-2,1% y.o.y)

Producție internă – scadere în T1 2019 (-10% y.o.y)

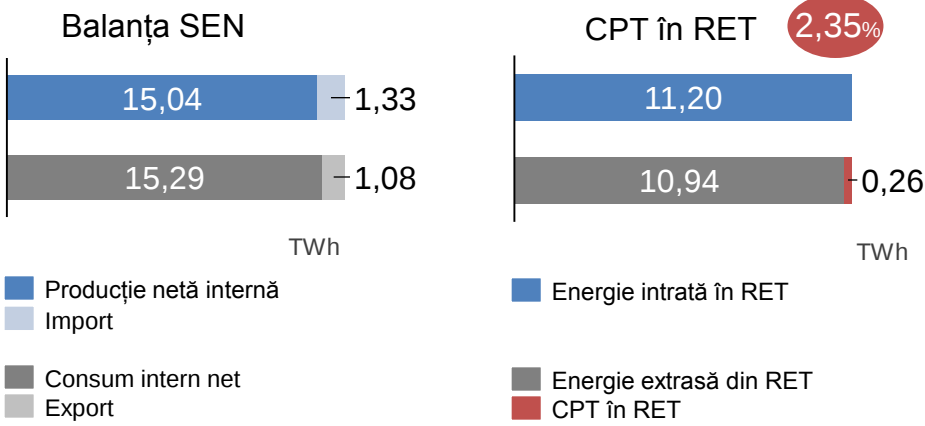


Consumul și producția sunt prezentate pe bază netă, respectiv nu includ consumurile interne de energie electrică ale centralelor electrice. Consumul include pierderile din rețelele de transport și distribuție și consumul pompelor din centralele hidro de acumulare prin pompaj. Exportul este prezentat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

T1 2019 / T1 2018



T1 2019



Contul de profit și pierdere

[mil Lei]	T1 2019	T1 2018	Δ%
Volum de energie tarifat [TWh]	14.68	15.00	-2.1%
Operațiuni cu profit permis			
Venituri	317	300	+5.8%
Cheltuieli	173	170	+2.1%
EBITDA	144	130	+10.5%
<i>EBITDA marjă</i>	<i>45%</i>	<i>43%</i>	
Amortizare	72	76	-4.3%
EBIT	72	55	+30.8%
Operațiuni profit "zero"			
Venituri	332	385	-13.9%
Cheltuieli	360	358	+0.5%
EBIT	-28	27	n/m
Total operațiuni			
Venituri	649	685	-5.3%
Cheltuieli	533	528	+1.0%
EBITDA	116	157	-26.3%
EBIT	44	82	-46.7%
Profit net	38	68	-44.3%

Volume tarificate

- **Volume mai mici** (scadere a consumului de energie electrica la nivel national)

Segmentul profit permis

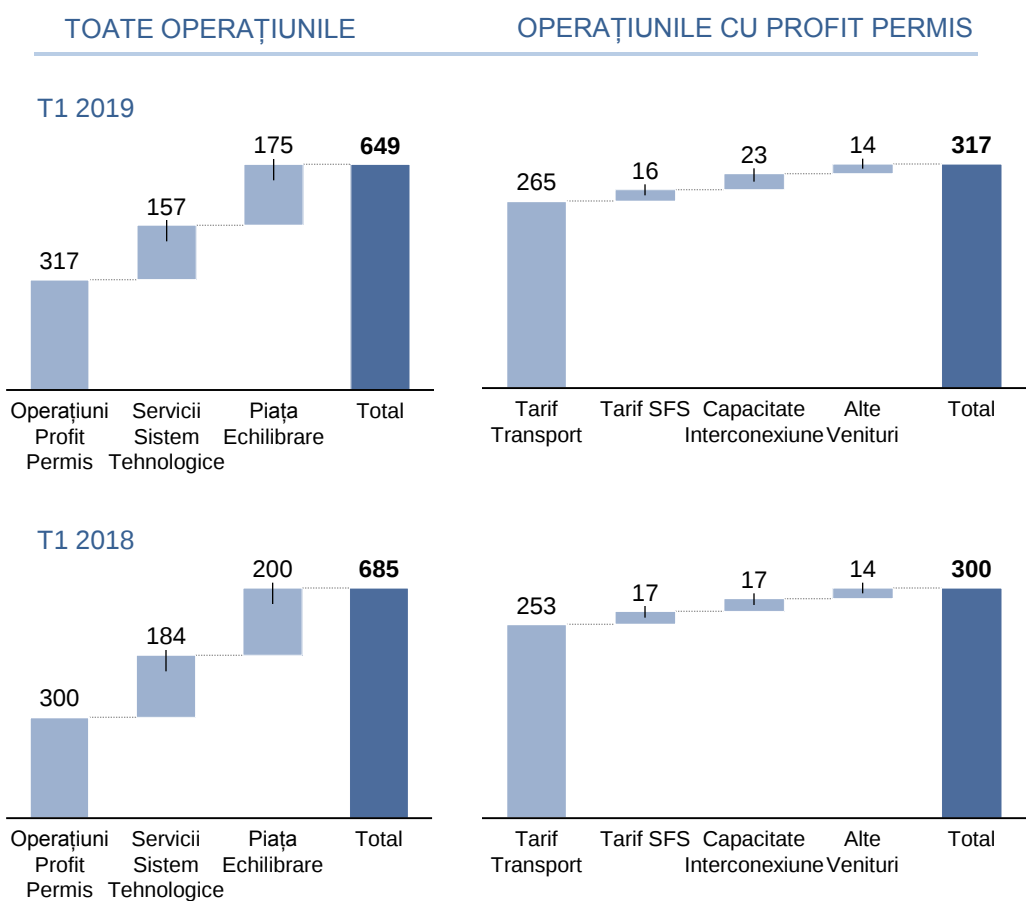
- **Venituri usor mai mari** (tarife mai mari ce au compensat reducerea volumului tarifat)
- **Costuri in crestere usoara** - costurile mai mari cu CPT (determinate de preturi semnificativ mai mari la energia electrica pe piata angro) si costurile mai mari cu mentenanta rețelei si personalul, au fost compensate intr-o proportie mare de veniturile generate prin anularea unui provizion

Segmentul "profit zero"

- **Servicii tehnologice de sistem** - pierdere in T1 2019 pe fondul mentinerii preturilor mari inregistrate pe piata serviciilor de sistem incepand cu vara anului 2018. Programul de compensare prin ajustari tarifare succesive a profitului istoric acumulat pana la 1 iulie 2017, stabilit de ANRE cu desfasurare pe un interval de timp de doi ani tarifari, se incheie la 30 iunie 2019. La 31 decembrie 2018 compensarea a fost realizata integral, cu sase luni inaintea termenului final din programul stabilit de ANRE. Pierderile suplimentare ulterioare vor fi recuperate prin tarif incepand cu 1 iulie 2019.

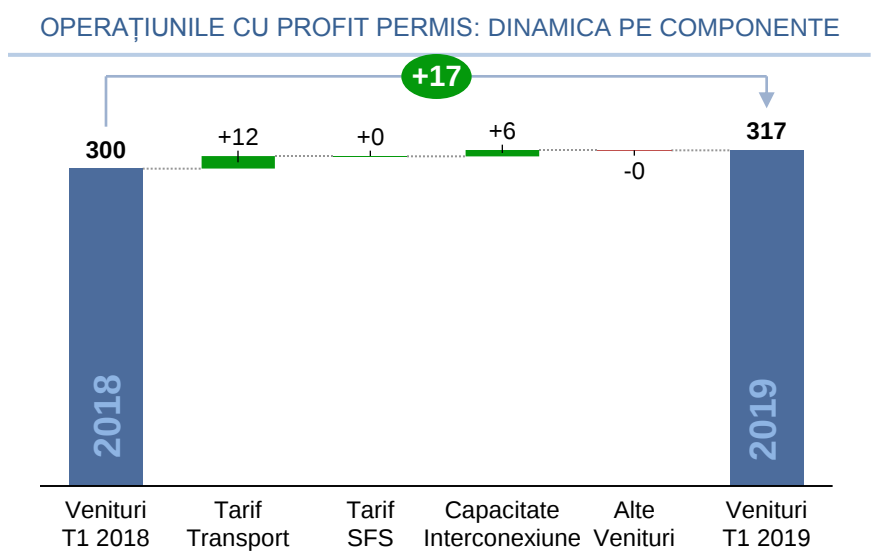
Operațional | Venituri

Venituri operaționale



Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei SFS: Servicii Funcționale de Sistem

Venituri operaționale



DETERMINANȚII CREȘTERII VENITURILOR

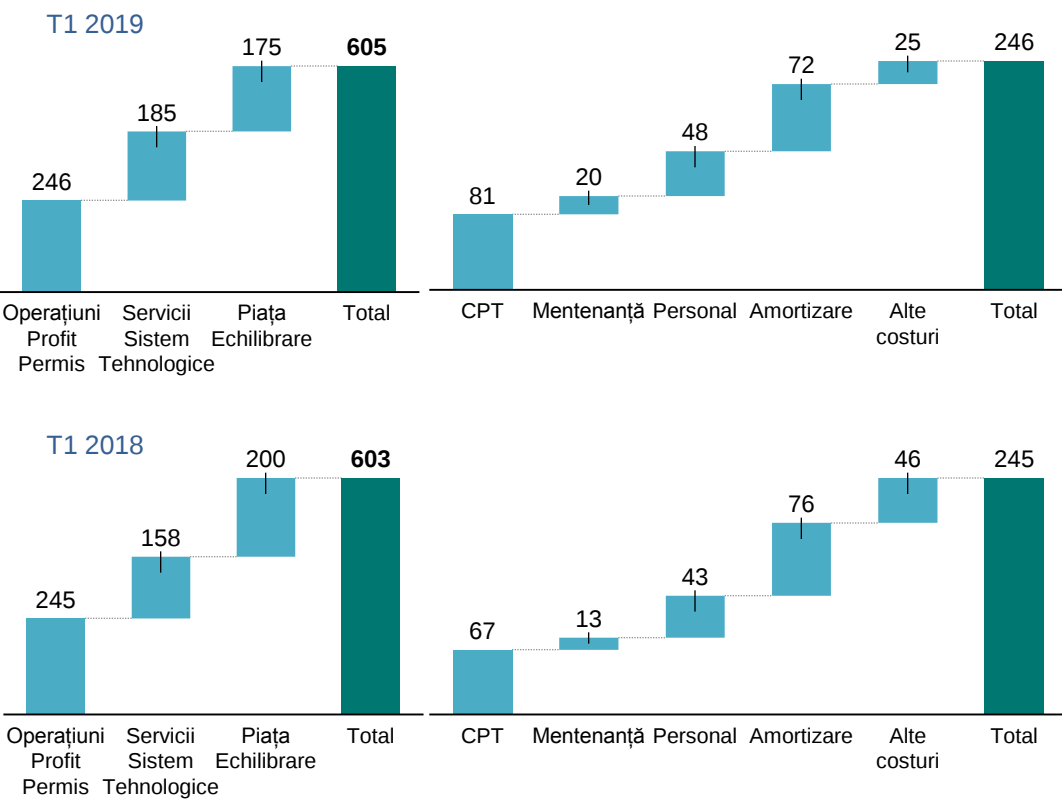
Tariful de transport mai mare practicat în T1 2019 față de T1 2018 (+7,5%), a compensat reducerea cantității tarificate determinată de scăderea consumului de energie electrică la nivel național

Veniturile din alocarea de capacitate de transport transfrontalier au crescut în special la rezervările pentru import

Operațional | Cheltuieli

Cheltuieli operaționale

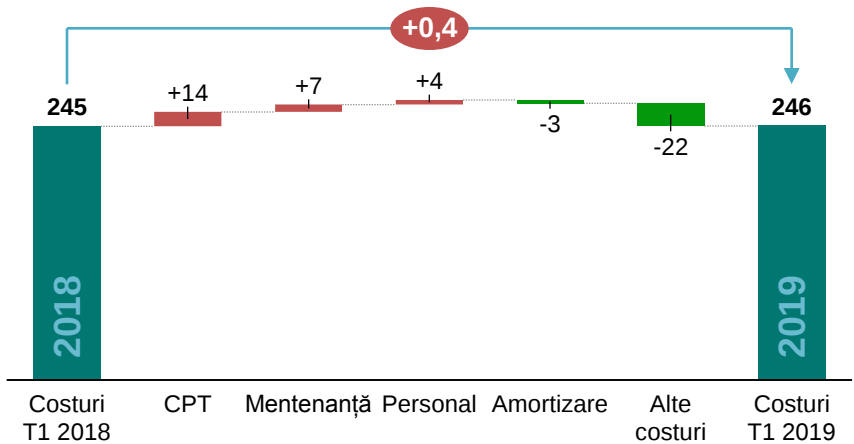
TOATE OPERAȚIUNILE OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS



Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Cheltuieli operaționale

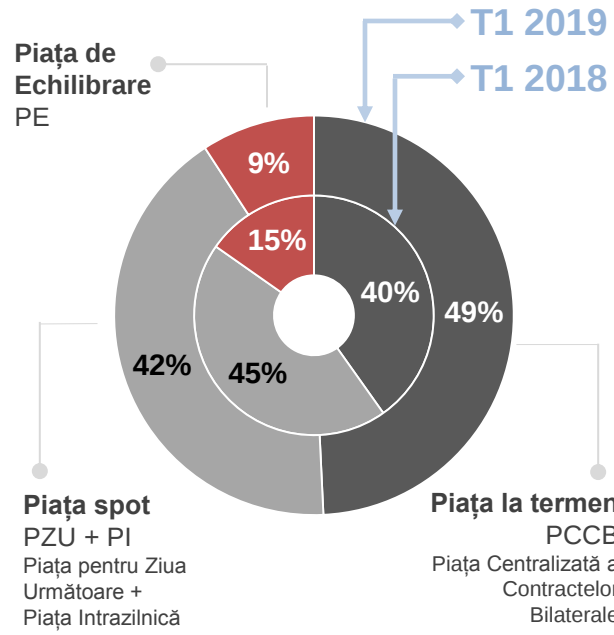
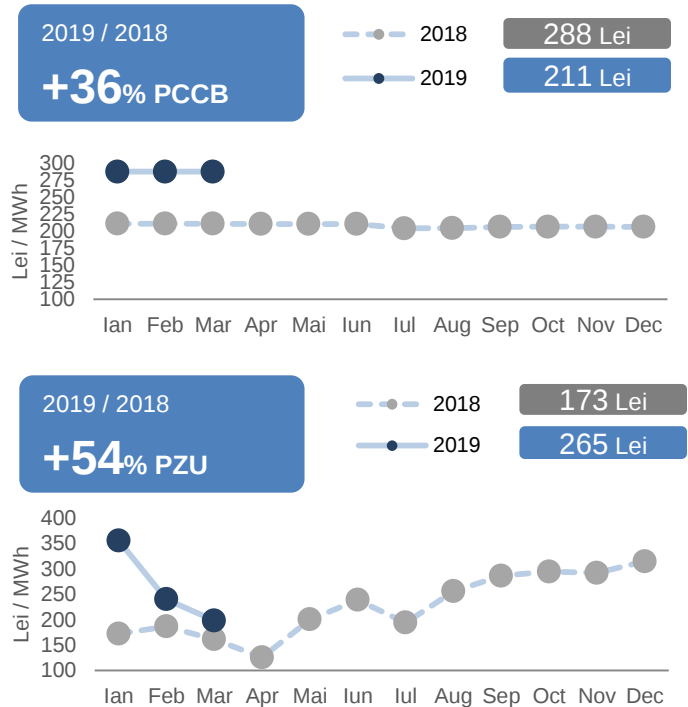
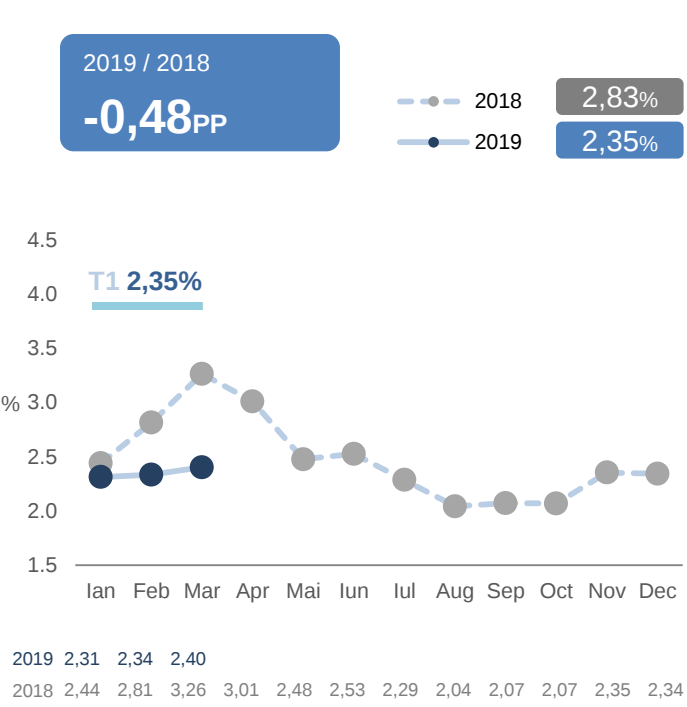
OPERAȚIUNILE CU PROFIT PERMIS: DINAMICA PE COMPONENTE



DETERMINANȚII CREȘTERII CHELTUIELILOR

- ▼ Alte costuri – reducere determinată de anularea unui provizion în suma de cca. 31mil lei (suma asigurată pentru un avans plătit unui contractor pentru executia unor lucrări de investiții care nu au fost livrate; suma a fost în litigiu cu asiguratorul până la emiterea hotărârii judecătorești finale)
- ▲ Cheltuieli cu consumul propriu tehnologic – creștere cauzată de prețurile semnificativ mai mari în piața angro de energie electrică, ce au anulat efectul reducerii volumului fizic al pierderilor tehnice în rețea
- ▲ Mentenanța - creștere cauzată de executia unor lucrări majore programate în rețeaua de transport (lucrări care nu se execută cu periodicitate anuală)

Operațional | consumul propriu tehnologic



CONSUM PROPRIU TEHNOLOGIC

11,20 TWh
ENERGIE INTRODUSĂ ÎN RET (T1 2019)
10,94 TWh
ENERGIE EXTRASĂ DIN RET (T1 2019)
2,35% (0,26 TWh)
CPT ÎN RET (T1 2019)

PREȚURI CPT PE PIEȚE

288 Lei/MWh (▲ 36%)
PREȚ MEDIU PCCB
265 Lei/MWh (▲ 54%)
PREȚ MEDIU PZU
514 Lei/MWh (▲ 142%)
PREȚ MEDIU PE

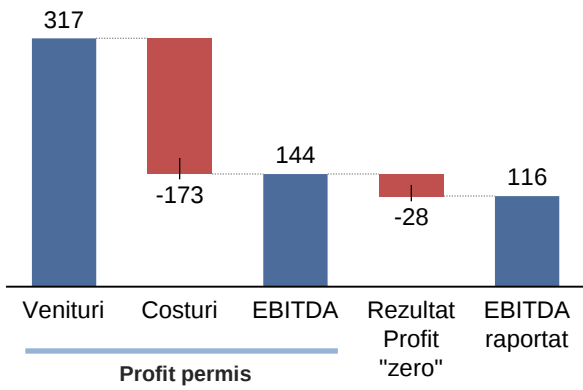
PREȚ MEDIU / MIX ACHIZIȚIE

299 Lei/MWh (▲ 54%)
PREȚ MEDIU TOTAL
49%PCCB / 42%SPOT / 9%PE (T1 2019)
MIX ACHIZIȚIE CPT (CANTITATIV)
40%PCCB / 45%SPOT / 15%PE (T1 2018)
MIX ACHIZIȚIE CPT (CANTITATIV)

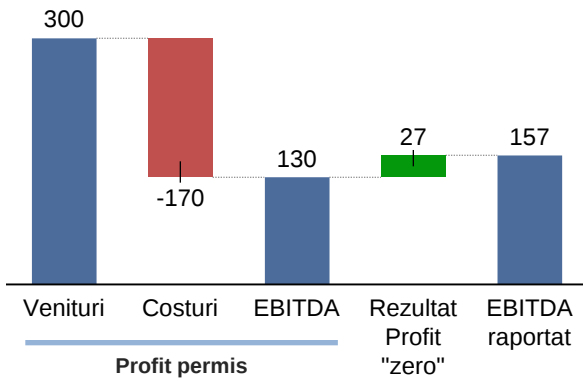
Operațional | profit EBITDA

DE LA VENITURI LA EBITDA

T1 2019

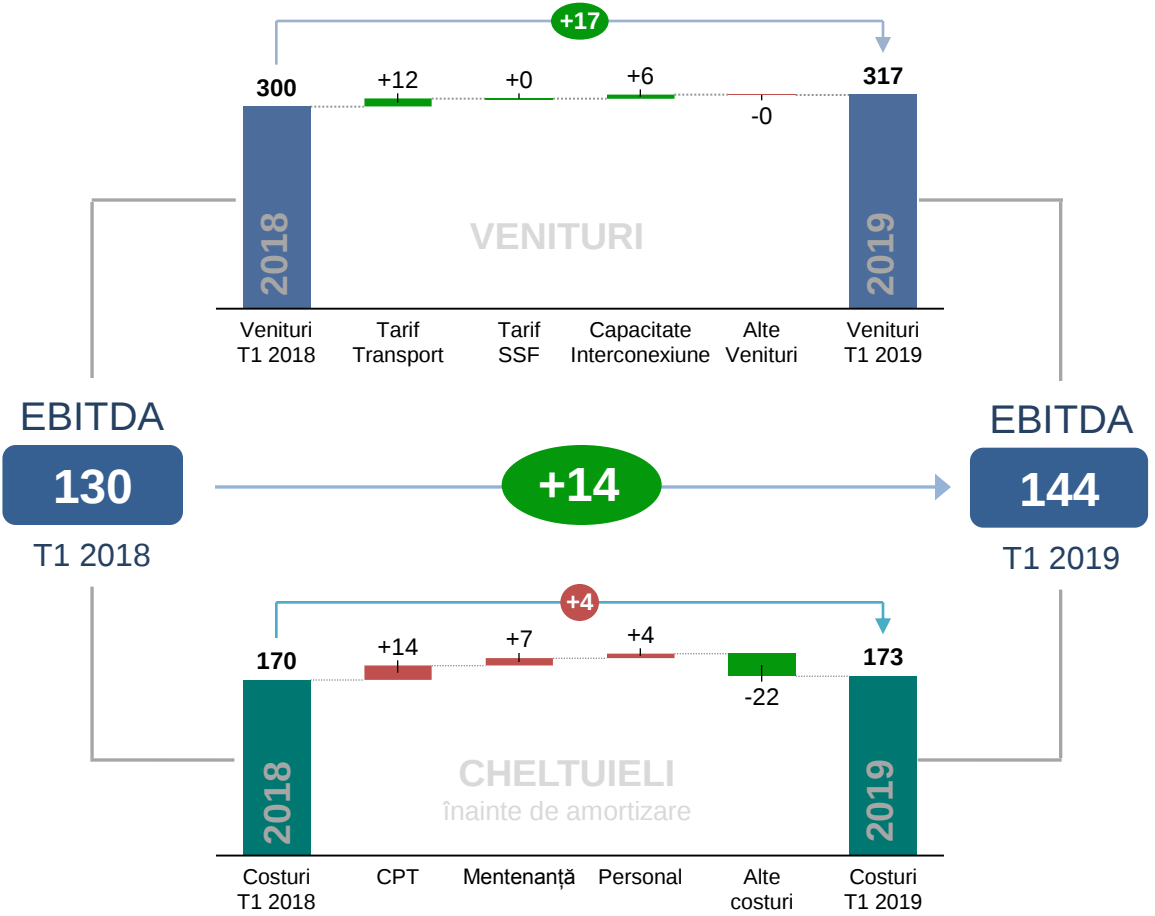


T1 2018



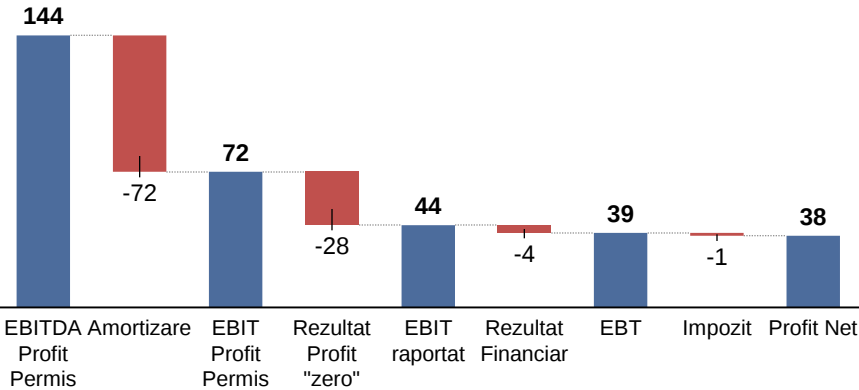
Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Dinamica EBITDA pe componente (PROFIT PERMIS)

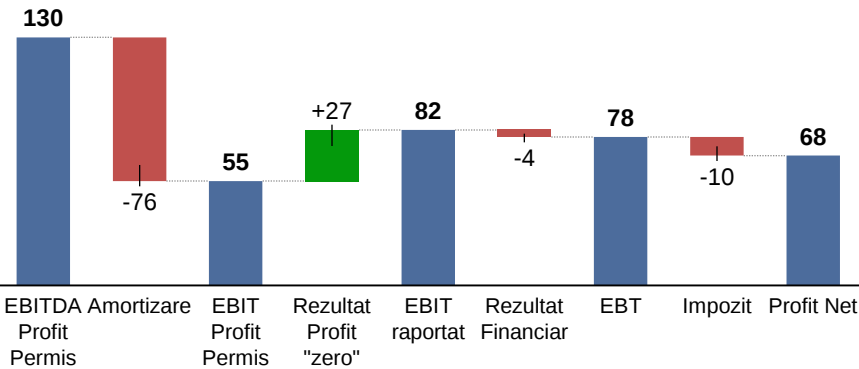


DE LA EBITDA LA PROFITUL NET

T1 2019



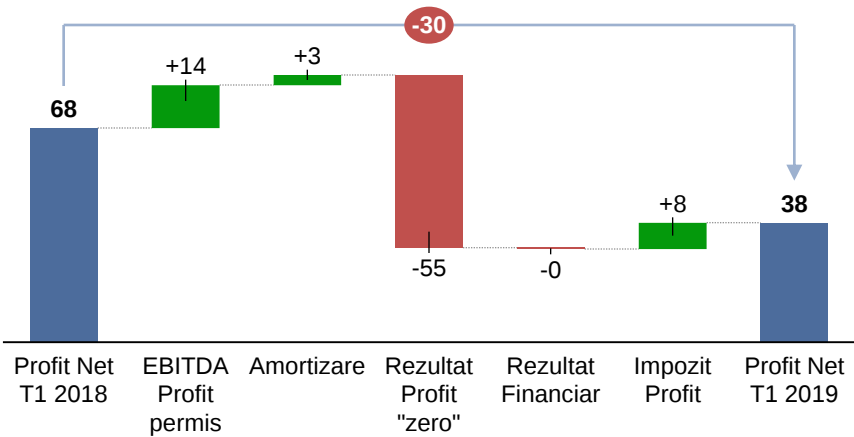
T1 2018



Unitatea de măsură utilizată în grafice: mil Lei

Evoluția profitului: EBITDA → Profit net

PROFITUL NET PE COMPONENTE



FACTORII CARE AU DETERMINAT SCADEREA PROFITULUI NET

- ▼ Pierdere semnificativa din segmentul "profit zero" in T1 2019 (fata de profitul inregistrat in T1 2018) a anulat cresterea EBITDA din activitatile cu profit permis si a condus la reducerea profitului net fata de anul precedent

Realizari T1 2019

195

mil Lei

Contracte noi semnate

valoarea totală cumulată a contractelor de investiții semnate în T1 2019

Poziții selectate:

87,7 mil Lei - Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și trecere la tensiunea de 400 kV a axului
Porțile de Fier-Anina-Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad

54,8 mil Lei - Retehnologizare stația 220/110 kV Iaz

13,5 mil Lei - Achiziția a trei bobine de compensare de 100 MVAR, 400 kV pentru Stațiile 400 kV Arad,
București Sud și Bradu



44

mil Lei

Cheltuieli de investiții

Sume intrate în conturile de immobilizări în curs în T1 2019

Poziții selectate :

22,4 mil Lei - Retehnologizarea statiei 400/110/20kV Domnesti

6,0 mil Lei - Celule mobile de 110 kV, 220 kV, 400 kV

5,3 mil Lei - Retehnologizarea statiei 400 kV Isaccea



1

mil Lei

Active immobilizate noi

transferuri din immobilizări în curs în categorii de immobilizări finalizate în T1 2019

Poziții selectate :

0,5 mil Lei - Inlocuire grup diesel in statia Darste

0,3 mil Lei - Relocari locale ale elementelor retelei



Stadiul procedurilor de achizitii

581*

mil Lei

Achizitii in derulare

valoarea totală cumulată a lucrarilor de investiții cu proceduri de achiziție inițiate (proceduri publicate in sistemul electronic de achizitii publice)



* la 15.05.2019



Vă mulțumim pentru atenția acordată



The map illustrates the Romanian power grid, with major transmission lines and substations. The grid is color-coded: red for 110 kV, green for 220 kV, and blue for 400 kV. The 400 kV lines form a central backbone, connecting major hubs like Bucharest, Sibiu, and Cluj. The map also shows the grid's connection to neighboring countries: Ukraine to the north and east, Serbia to the west, Bulgaria to the south, and Moldova to the northeast. The Black Sea (Marea Neagra) is visible to the southeast. The map includes labels for various cities and regions, such as Oradea, Timisoara, Sibiu, Brasov, Bucharest, and Constanta. The logo of 'electrica' is in the top left corner, and the text 'Sistem Dualist' is visible.

- Statie transformare 400/20kV
- Statie transformare 220/110kV
- Statie transformare 400/110kV
- Statie transformare 400/220/110kV
- Statie transformare 400/220kV
- Statie transformare 750/400kV
- Statie conexiune 400kV
- Statie ce nu este in administrarea Transelectrica

- Inel de 400 kV
Inel Bucuresti 400 kV
- LEA 220 kV
 - LEA 400 kV
 - LEA 750 kV
(funcționarea la 400kV)
 - LEA 400 kV
propusa
 - LEA 110 kV
(in conservare)
 - LEA 750 kV
- Statie de interconexiune
cu statele vecine de 110kV
- Statie transformare
400/110kV propusa
- Statie transformare
220/110kV propusa
- Cablu submarin

[mil Lei]	T1 2019 IFRS neauditat	T1 2018 IFRS neauditat	
Volum de energie tarifat [TWh]	14.68	15.00 ▼	2.1%
A. Operațional - segment profit permis			
Venituri	317	300 ▲	5.8%
Venituri Transport	290	272 ▲	6.7%
Venituri Transport Tarif reglementat	265	253 ▲	4.7%
Venituri Transport Alocare capacitate de interconexiune	23	17 ▲	36.4%
Venituri Transport Alte venituri	3	2 ▲	13.1%
Venituri Serviciu de sistem funcțional (dispecerizare SEN)	17	18 ▼	4.6%
Venituri Serviciu de sistem funcțional Tarif reglementat	16	17 ▼	2.1%
Venituri Serviciu de sistem funcțional Schimburi externe de energie neplanificate	0	1 ▼	49.8%
Venituri Alte venituri	10	11 ▼	1.6%
Cheltuieli	173	170 ▲	2.1%
Cheltuieli Operarea sistemului	101	87 ▲	16.5%
Cheltuieli Operarea sistemului Consum propriu tehnologic	81	67 ▲	20.6%
Cheltuieli Operarea sistemului Congestii de rețea	2	5 ▼	
Cheltuieli Operarea sistemului Consum de electricitate în stațiile de transformare	6	6 ▲	13.9%
Cheltuieli Operarea sistemului Compensare tranzite (Inter-TSO-Compensation)	2	5 ▼	71.6%
Cheltuieli Operarea sistemului Schimburi externe de energie neplanificate	10	3 ▲	220.8%
Cheltuieli Mentenanță	20	13 ▲	56.0%
Cheltuieli Personal	48	43 ▲	10.2%
Cheltuieli Alte cheltuieli	5	27 ▼	82.0%
EBITDA (profit operațional înainte de amortizare)	144	130 ▲	10.5%
Cheltuieli Amortizare active	72	76 ▼	4.3%
EBIT (profit operațional după amortizare)	72	55 ▲	30.8%
A. Operațional - segment profit "zero"			
Venituri	332	385 ▼	13.9%
Venituri Servicii de sistem tehnologice	157	184 ▼	15.1%
Venituri Piața de echilibrare	175	200 ▼	12.7%
Cheltuieli	360	358 ▲	0.5%
Cheltuieli Servicii de sistem tehnologice	185	158 ▲	17.2%
Cheltuieli Piața de echilibrare	175	200 ▼	12.7%
EBIT (profit operațional după amortizare)	-28	27 ▼	-
A+B. Operational total (segment profit permis + segment profit "zero")			
Venituri	649	685 ▼	5.3%
Cheltuieli	533	528 ▲	1.0%
EBITDA (profit operațional înainte de amortizare)	116	157 ▼	26.3%
Cheltuieli Amortizare active	72	76 ▼	4.3%
EBIT (profit operațional după amortizare)	44	82 ▼	46.7%
Rezultat financiar	-4	-4 ▼	11.1%
EBT (profit înainte de impozitul pe profit)	39	78 ▼	49.4%
Impozit pe profit	-1	-10 ▲	85.3%
Profit net	38	68 ▼	44.3%

TRANSELECTRICA S.A.



Web:

www.transelectrica.ro

Acțiuni:

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

Corespondență:

Olteni 2-4, sector 3, București România



E-mail:

relatii.investitori@transelectrica.ro

Tel:

+40 213035611



Fax:

+40 213035610



Directorat

Marius Dănuț Carașol

Președinte (CEO)

Claudia Anastase

Membru

Andreea Georgiana Florea

Membru

Constantin Saragea

Membru

Adrian Savu

Membru



WE LEAD THE POWER

WWW.TRANSELECTRICA.RO