

**PREZENTAREA PRINCIPALELOR ELEMENTE ALE
BVC PENTRU ANUL 2018**

SOCIETATEA DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE TRANSILVANIA NORD S.A.

1. Indicatori macroeconomici

Indicatori	U.M.	2017	2018	2019
Rata inflatiei (anuala)*	%	2,0	3,1	n/a
PIB (anual)*	%	1,2	3,1	n/a
Investitii straine directe*	mld. EUR	3,6	3,5	n/a
Rata somajului (finalul anului)*	%	5,3	4,9	4,8
Rata de schimb valutar*	EUR/RON	4,61	4,65	4,72
Scenariul de referinta Transelectrica**				
Consum intern net de energie electrica	TWh	62,64	64,27	65,94
Ritm anual de crestere	%	2,6	2,6	2,6
Scenariul de referinta ISPE***				
Consum intern net	TWh	64,31	65,98	67,70
Ritm anual de crestere	%	2,60	2,60	2,60
Scenariul nefavorabil ISPE				
Consum intern net	TWh	59,68	60,62	61,57
Ritm anual de crestere	%	1,57	1,57	1,57

*Sursa: Bloomberg **Sursa: Transelectrica ***Sursa: ISPE

2. Prezentare Generala

Societatea de Distribuție a Energiei Electrice Transilvania Nord (SDEETN) este una dintre filialele Electrica și are sediul în Cluj-Napoca.

- Cota de piață (Volum): 11,86% ;
- Suprafața deservită: 34.162 km²
- Utilizatori : 1,26 mil
- Angajați : 2.128 (2018) comparativ cu 2.241 (2017)
- Informații Financiare:

- Creșterea veniturilor totale comparativ cu anul 2017, în procent de 8,9%, în condițiile diminuării tarifului mediu de distribuție cu 1,94%. Această creștere se bazează pe creșterea cantităților de energie electrică prognozate a se distribui, în medie cu 2%, pe fondul creșterii economice prognozate și al creșterii numărului de utilizatori.

- Creșterea EBITDA față de valoarea realizata la finele anului 2017 cu 13,7 mil.lei; marja EBITDA calculată la total venituri din exploatare scade cu 2,38%;

- Creșterea profitului net cu 7,1%.



SDEE TN este operatorul de distribuție a energiei electrice în regiunea Transilvania Nord (județele Cluj, Maramureș, Satu Mare, Sălaj, Bihor și Bistrița-Năsăud), operând cu stații de transformare, posturi de transformare și linii electrice cu tensiuni de ÎT 0,4 kV, MT (6kV, 10kV, 20kV, 35kV) și JT 110 kV.

Societatea este titulară a unui contract de concesiune pe 49 de ani (începând cu anul 2005) cu posibilitate de prelungire pentru 24,5 ani și deține Licența de Distribuție nr. 453 exclusivă pentru această regiune care va mai fi valabilă încă până la data de 29.04.2027 cu posibilitate de prelungire.

3. Obiective strategice pentru SDEE TN

Informații generale

În conformitate cu Legea Energiei, tarifele aprobate de către ANRE sunt destinate să acopere costurile justificabile ale activității societății legate de distribuția de energie electrică pe piața reglementată plus o rată justificabilă de rentabilitate a capitalului implicat în acea activitate. Tarifele sunt stabilite cu obiectivul de a fi nediscriminatorii, bazate pe criterii obiective și determinate într-o manieră transparentă în funcție de ratele țintă de rentabilitate aprobate de către ANRE.

Activitatea de distribuție

Distribuția de energie electrică este o activitate reglementată în România și tarifele specifice aplicabile serviciilor de distribuție trebuie să fie aprobate de către ANRE sub un mecanism “coș de tarife plafon” după cum este acesta stabilit prin Ordinul nr. 31/2004 (aplicabil în prima perioadă de reglementare 2005-2007), nr. 39/2007 (aplicabil în cea de a doua perioadă de reglementare 2008-2012), nr. 51/2012 (aplicabil în anul de tranziție 2013) și nr. 72/2013 (aplicabil în cea de a treia perioadă de reglementare 2014-2018), modificat și completat de Ordinul ANRE nr. 146/2014, Ordinul nr.112/2014 și Ordinul nr.165/2015.

Metodologia “coș de tarife plafon” are în vedere reducerea fluctuațiilor veniturilor și evitarea fluctuațiilor semnificative în prețurile percepute clienților pentru energia electrică. Modelul de tarif se bazează pe principiul remunerării în tarife a costurilor justificabile înregistrate de către operatorul de distribuție, sursa principală de profit a societății de distribuție fiind rata de rentabilitate a capitalului investit în activitatea de distribuție. ANRE stabilește venitul anual reglementat necesar pentru fiecare an al perioadei de reglementare pe baza proiecțiilor transmise de operatorii de distribuție în conformitate cu cerințele metodologice.

Pentru ca ANRE să stabilească tariful de distribuție a energiei electrice, operatorii de distribuție trebuie să depună un program de investiții referitor la investițiile avute în vedere pentru a fi incluse în BAR la începutul fiecărei perioade reglementate de cinci ani. Odată aprobat de către ANRE, programul de investiții al operatorilor de distribuție este inclus în BAR și este remunerat în conformitate cu metodologia prevăzută în Ordinul ANRE nr. 72/2013. Începând cu anul 2015, prin Ordin ANRE 146/2014 Rata Reglementată a Rentabilității (RRR) a fost redusă de la 8,52% la 7,7%.

Tarifele sunt ajustate anual, în funcție de performanța în funcționare atinsă, inclusiv cantitățile de energie electrică distribuite, cantitățile și prețul de achiziție a energiei electrice pentru acoperirea CPT, costuri necontrolabile, modificarea veniturilor din energia reactivă față de cele prognozate, deprecierea și efectuarea cheltuielilor de capital previzionate, modificarea profitului brut din alte activități față de cel prognozat, precum și diferența dintre valorile rentabilității activelor determinată de reducerea RRR de la 8,52% la 7,7%.

Prin Ordinul ANRE nr.115/12.12.2017 au fost aprobate tarifele specifice pentru anul 2018, tarife reduse cu aprox. 0,33%, aprobate în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice.

Venitul anual este stabilit prin luarea în considerare a costurilor de distribuție și a ratei de rentabilitate a bazei de active reglementate sau "BAR".

În stabilirea venitului reglementat, se vor exclude următoarele costuri:

- costuri suportate de afiliați ai distribuitorului;
- costuri aferente racordării noilor utilizatori, care sunt suportate de terți prin tarife de racordare;
- costuri suportate în legătură cu activitățile nereglementate realizate de operatorul de distribuție pentru care sunt utilizați rețeaua de distribuție și/sau salariații implicați în execuția serviciilor de distribuție;
- costuri rezultate din plata de daune către utilizatori ca urmare a nerespectării standardului de performanță pentru serviciile de distribuție sau pentru daune suferite de receptoarele electrice din cauza operatorului de distribuție;
- costuri rezultate din amenzi și penalități aplicate operatorului de distribuție;
- costuri rezultate din daune plătite către persoane fizice sau juridice pentru accidente sau daune produse de operatorul de distribuție, dispuse de o instanță.

Venitul din energia reactivă colectat de la utilizatori cu tarif reglementat este dedus din venitul anual reglementat. Tarifele sunt aprobate în mod specific pentru o perioadă de un an calendaristic.

ANRE determină durata perioadelor de reglementare, care în prezent este de cinci ani, pentru care se aplică modelul de calcul al costurilor operaționale și principiile de determinare a unui nivel rezonabil al pierderilor de rețea.

Perioada curentă de reglementare ("a treia perioadă de reglementare") în cadrul căreia Grupul operează, a început la 1 ianuarie 2014 și se va încheia la 31 Decembrie 2018. ANRE stabilește nivelul anual al tarifelor specifice de distribuție în RON pe MWh pentru fiecare societate de distribuție și pentru fiecare nivel de tensiune (înaltă, medie și joasă). Tarifele facturate clienților se cumulează în funcție de nivelul de tensiune aferent (i.e. tariful pentru tensiune medie include tariful pentru tensiune înaltă, iar tariful pentru tensiune joasă include tariful pentru tensiune înaltă și tensiune medie).

Obligațiile ANRE în stabilirea tarifelor

ANRE verifică următoarele informații furnizate de un operator de distribuție la stabilirea sau revizuirea tarifelor pentru acesta:

- cantitatea de energie prognozată a fi distribuită, ținând cont de indicele de creștere economică prognozat de Comisia Națională de Prognoză pentru perioada în cauză;

- standardele de performanță și alte cerințe impuse operatorului de distribuție;
- stabilitatea tarifelor;
- consumul propriu tehnologic reglementat pe fiecare nivel de tensiune în conformitate cu planul de reducere aprobat de ANRE;
- dezvoltarea optimă a rețelei de distribuție;
- rata reglementată a rentabilității aplicată BAR;
- taxele stabilite de autoritățile statului aferente serviciilor de distribuție; și
- viabilitatea financiară a operatorului de distribuție.

Obligațiile operatorului de distribuție în alocarea costurilor

Operatorul de distribuție va alocă costurile comune activităților de distribuție reglementate și/sau nereglementate în funcție de următoarele principii:

- cauzalitate economică—atribuirea costurilor acelor activități care le-au determinat;
- obiectivitate—atribuirea costurilor pe baza obiectivă;
- transparența—atribuirea pe baza de reguli definite; și
- continuitate—atribuirea pe baza unor reguli care se pastrează în timp cu modificări numai în situații necesare și justificate.

Astfel, operatorii de distribuție trebuie să respecte metodologia aprobată de către ANRE, referitor la segmentul de distribuție, scopul acestora fiind să atingă sau chiar să depășească țintele stabilite de către ANRE.

Obiectivele strategice la nivelul SDEE TN

Principalele obiective considerate de către SDEE TN pentru anul 2018 se referă în principal la:

- realizarea planului de puneri în funcțiune astfel încât la finele anului 2018 să se atingă valoarea de 300 mil. lei, în termeni nominali în 2018;
- rezultate pozitive inclusiv din activitatea nereglementată;
- creșterea productivității muncii rezultată din reducerea numărului de personal cu 12% față de închiderea anului 2017;
- respectarea limitărilor pentru indicatorii țintă;

Programul de investiții al SDEE TN

Principalele investiții ale SDEE TN vor cuprinde:

- modernizarea rețelelor 110kV (stații de transformare 110kV/MT și linii 110kV);
- modernizarea rețelelor de medie tensiune (linii electrice aeriene și subterane, posturi de transformare);
- înlocuirea transformatoarelor de 110kV/MT și MT/0,4kV;
- schimbarea conductoarelor în rețelele de joasă tensiune;
- realizarea de noi puncte de injecție MT/JT;
- dezvoltarea sistemelor DMS/SCADA și SAD (Sistem de Automatizare a Distribuției);
- modernizarea rețelelor de joasă tensiune (linii electrice aeriene și subterane, bransamente);
- dezvoltarea Sistemului Informatic Integrat;
- investiții în sistemul de contorizare.

Mai jos sunt prezentați principalii indicatori pentru companiile de distribuție din Buget 2018 (B2018) comparativ cu Realizat 2017.

Evolutia cantitatilor distribuite si a tarifelor pentru 2017 si 2018, este urmatoarea:

Tabel 1: Cantitati distribuite (MWh)

Nivelul de tensiune	Buget 2017	Realizat 2017	Buget 2018	B2018 vs 2017
IT	554.042	578.202	575.480	-0,47%
MT	2.017.609	1.954.743	2.008.002	2,72%
JT	2.763.666	2.745.152	2.807.805	2,28%
Total	5.335.317	5.278.097	5.391.287	2,14%

Tabel 2: Tarife distributie [RON/MWh]

Nivelul de tensiune	2017	2018	B2018 vs 2017
SDTN	ANRE Nr. 113/ 2016	ANRE Nr. 115/ 2017	
IT	19,05	18,73	-1,68%
MT	41,93	41,38	-1,31%
JT	96,73	97,24	0,53%
Medie	110,19	108,05	-1,94%

Consumul propriu tehnologic (CPT)

Mai jos sunt prezentate principalele ipoteze privind cantitatea de energie necesara pentru acoperirea CPT si pretul mediu de achizitie:

Tabel 3: Evolutia CPT

Pierderi de retea	U.M.	Buget 2017	2017	Buget 2018	B2018 vs 2017
Cantitate	MWh	636.531	664.372	625.681	-5,8%

Datorita programului de investitii asumat precum si a altor masuri operationale, programul de reducere a CPT se prezinta astfel:

Tabel 4: Program reducere CPT

Pierderi de retea	Reglementat 2017	Buget 2017	Realizat 2017	Reglementat 2018	Buget 2018	B2018 vs E2017
IT	1,00%	1,05%	1,20%	0,96%	0,96%	-20%
MT	4,10%	4,22%	4,40%	4,00%	4,00%	-9,1%
JT	11,00%	11,52%	10,61%	10,77%	10,77%	1,5%
Total	10,43%	10,43%	10,34%	9,86%	9,86%	-4,6%

Programul de investitii este prezentat mai jos:

Tabel 5: Programele de investitii

Mil. RON

Investitii	Buget 2017	Realizat 2017	Buget 2018	B2018 vs 2017
Program de investitii	299	249	320	29%
Puneri in functiune (termeni reali)	259	244	288	18%
Puneri in functiune (termeni nominali)	270	254	300	18%

4. Venituri si cheltuieli buget 2018 vs 2017

Informatie financiara selectata din contul de profit si pierdere (mii RON)

Nr.crt.	Indicator	Realizat 2017	Buget 2018	B 2018 vs 2017	B 2018 vs 2017%
1	Venituri din exploatare, total (1=1,1+1,2)	638.183	695.203	57.020	8,9%
1.1.	Venituri din energie	590.077	597.288	7.211	1,2%
1.2.	Alte venituri din exploatare	48.106	97.915	49.809	103,5%
A	Costuri variabile - Total	163.194	142.030	(21.164)	-13,0%
1	Costuri energie electrica achizitionata pentru CPT	143.597	124.987	(18.610)	-13,0%
B	Costuri de operare si mentenanta – Total	257.471	327.590	70.119	27,2%
1	Costuri de operare si mentenanta controlabile - Total	215.470	311.954	96.484	44,8%
	Costuri cu plati compensatorii	10.301	9.000	(1.301)	-12,6%
2	Costuri de operare si mentenanta necontrolabile - Total	42.001	15.636	(26.365)	-62,8%
	Costuri cu contributiile suportate de angajator la platile compensatorii	2.351	203	(2.148)	-91,4%
C	Amortizarea reglementata	138.163	145.530	7.367	5,3%
II.	COSTURI TOTALE (A+B+C)	558.828	615.150	56.322	10,1%
III.	Costuri de distributie fara CPT (B+C)	395.634	473.120	77.486	19,6%
IV.	Rezultat brut - reglementare (1.1+1.2-II)	79.355	80.053	698	0,9%
V.	Venituri din subventii pentru investitii	39.625	41.190	1.565	3,9%
VI.	Costuri de exploatare neincluse in calculul venitului reglementat	158.522	155.934	(2.588)	-1,6%
6	Amortizare contabila	149.201	154.520	5.319	3,6%
9	Impact din reevaluarea imobilizarilor (10-11)	782	-	-	-
10	Venituri din reevaluarea imobilizarilor corporale	3.777	-	-	-
11	Cheltuieli din reevaluarea imobilizarilor corporale	2.995	-	-	-
IX.	Total venituri din exploatare (1+V)	681.585	736.393	54.808	8,0%
X.	Total cheltuieli din exploatare (II-C+VI)	579.187	625.554	46.367	8,0%
XI.	Rezultat din exploatare (IX-X)	102.398	110.839	8.441	8,2%
XII.	Venituri financiare – Total	243	45	(198)	-81,5%
XIII.	Costuri financiare - Total	1.645	3.697	2.052	124,7%
XIV.	Rezultat financiar	(1.402)	(3.652)	(2.250)	160,5%
XV.	Rezultat extraordinar	-	-	-	-
XVI.	Total venituri, conform situatiilor financiare	681.828	736.438	54.610	8,0%
XVII.	Total cheltuieli, conform situatiilor financiare	580.832	629.251	48.419	8,3%
XVIII.	Rezultat brut, conform situatiilor financiare	100.996	107.187	6.191	6,1%
XIX.	Impozit pe profit	15.804	15.917	113	0,7%
XX.	Rezultat net, conform situatiilor financiare	85.192	91.270	6.078	7,1%

La 1 noiembrie 2017 a avut loc transferul de business intre societatile de distributie si Electrica Serv si a avut ca obiectiv transferul activitatilor de mentenanta si proiectare din cadrul Electrica Serv in filialele de distributie din cadrul Grupului. Prin urmare aceasta schimbare operationala la nivelul grupului a avut un impact asupra bugetului 2018.

Mai jos sunt prezentate ipotezele pentru buget 2018 si explicatiile pentru variatiile semnificative, impreuna cu impactul internalizarii angajatilor din Electrica Serv, pe fiecare linie (unde este cazul):

Venituri totale

Crestere estimata de **7.211 mii RON** ca rezultat a urmatoarelor:

- **Energia activa**, formata din:
 - a) **Energia distribuita**: variatie pozitiva de 12.930 mii RON datorita cresterii cu 2% a cantitatii distribuite, detaliata pe nivele de tensiune dupa cum urmeaza: o crestere de 2,7% pentru MT, 2,28% pentru JT si o scadere cu 0,5% pe IT, crestere estimata pe baza prognozei pentru intreaga piata de energie pentru 2018 si in special pentru zona geografica in care opereaza compania;
 - b) **Tarifalul mediu de distributie**: impact negativ de 2.874 mii RON datorita scaderii cu 1,94%.
- **Energia reactiva si redistribuita**: A fost considerata o scadere de 10,6%, ceea ce conduce la un impact negativ de **2.845 mii RON**.
- **Alte venituri**: crestere de **51.374 mii RON** in principal din: alte venituri operationale, crestere de **49.809 mii RON**, cea mai mare parte a variatiei, **44.810 mii RON**, reprezinta venituri generate de capitalizarea investitiilor realizate intern. Incepand cu 2018, ca urmare a procesului de internalizare, companiile de distributie dezvolta intern parte a investitiilor insumand aproximativ 47.115 mii RON; La nivel de cont de profit si pierdere, efectul acestei sume este anulat prin compensarea diverselor categorii de costuri efectuate in legatura cu aceste lucrari, iar ulterior sunt recunoscute ca si CAPEX. Venitul din chirie creste cu 14% ca urmare a cresterii tarifelor pentru inchirierea stalpilor – aceasta crestere va genera un venit aditional de **4.566 mii RON**; De asemenea variatia pozitiva se datoreaza si veniturilor din subventii pentru investitii, crestere de **1.565 mii RON**.

Cheltuieli cu energia achizitionata pentru consumul propriu tehnologic (CPT)

Impact pozitiv din CPT rezultat din scaderea cheltuielilor cu **21.164 mii RON** dupa cum urmeaza: **9.504 mii RON** din estimarea unei cantitati necesare de energie mai mici cu 38.691 MWh, iar **11.660 mii RON** din scaderea pretului de achizitie a energiei comparativ cu pretul mediu estimat pentru 2017.

Pretul de achizitie a energiei pentru 2018 a fost estimat pe baza analizei cantitatii de energie achizitionata deja, ca un mix al energiei achizitionate din piata si o estimare a preturilor forward si spot pentru 2018; mixul este bazat pe achizitia a 80% din piata forward si 20% din piata spot.

Costuri cu operare si mentenanta controlabile

Pentru cheltuieli de operare si mentenanta controlabile s-a estimat o crestere de **96.484 mii RON** sau 44,8%. Aceasta crestere este determinata in principal de:

- a) **Cheltuieli cu materii prime și materiale consumabile**: crestere cu **31.446 mii RON**, datorita cresterii materialelor consumabile, necesare pentru lucrari de mentenanta si investitii, ce vor fi realizate cu forte proprii in 2018 .
- b) **Salarii**: cheltuielile cu salariile pentru 2018 se estimeaza a fi cu **57.042 mii RON** mai mari decat cele realizate in 2017 ca efect net al urmatoarelor factori principali:
 - internalizarea angajatilor din Electrica Serv;
 - cresterea salariilor ca urmare a negocierii contractului colectiv de munca ce a avut loc la finalul anului 2017;
 - cresterea salariilor brute cu 20%, datorita modificarilor legislative (OUG 79/2017) ce au ca masura transferul contributiilor datorate pana in 2017 de angajator, la angajat; masurile sunt aplicabile de la 1 ianuarie 2018.
- c) **Cheltuieli cu lucrări de întreținere și reparații**: se estimeaza o scadere cu **20.684 mii RON**, in principal datorita scaderii serviciilor de mentenanta si reparatii efectuate de Electrica Serv, ca efect al internalizarii.
- d) **Cresterea cheltuielilor de operare si mentenanta controlabile bugetate** a fost generata luand in considerare numerosi factori, printre care: Cheltuieli cu alte servicii executate de terți; Cheltuieli cu locații de gestiune și chirii.

Costuri cu operare si mentenanta necontrolabile

- Pentru cheltuieli de operare si mentenanta necontrolabile se estimeaza o scadere semnificativa de **26.365 mii RON** sau 63%, cauzata de modificarile legislative mentionate mai sus (OUG 79/2017).
- **Costul cu plati compensatorii:** in 2018 programul de plecari voluntare vizeaza doar functiile suport ale companiei si este bugetat la nivelul de **9.203 mii RON**, aferent a 120 de persoane, ceea ce reprezinta 5,36% din numarul angajatilor la sfarsitul anului. Suma este cu **3.449 mii RON** mai mica comparativ cu 2017;

Amortizarea contabila

Crestere a cheltuielilor cu amortizarea de **5.319 mii RON**, crestere generate de punerea in functiune a investitiilor in cursul anului 2018 dar si de cheltuieli aditionale ce ar putea rezulta ca urmare a reevaluarii activelor;

Rezultatul financiar

Se estimeaza o evolutie negativa de **2.250 mii RON** pentru 2018 datorita cresterii cheltuielilor financiare ca urmare a contractarii de noi imprumuturi, atat de la ELSA, cat si de la banci; acest cost a fost bugetat luand in considerare actualul trend al pietei – cresterea ROBOR;

Impozit pe profit

Impozit pe profit mai mare cu **113 mii RON** ca urmare a cresterii profitului brut estimat.

Profit Net

Se estimeaza o crestere cu **6.078 mii RON** sau 7,1%, la **91.270 mii RON** de la **85.192 mii RON** inregistrat la sfarsitul lui 31 decembrie 2017.

5. Factori cheie, directii și tendințe de piață semnificative ce afectează rezultatele operațiunilor SDEE TN

Consiliul de administrație face distincție între factorii cheie, direcțiile și tendințele de piață semnificative pe care nu le poate controla și acelea pe care le poate controla (deși de multe ori doar într-o măsură limitată).

Factorii cheie, direcțiile și tendințele de piață semnificative pe care Consiliul de administrație nu le poate controla includ:

- (i) cadrul general de reglementare și cadrul legal în care societatea operează, inclusiv politicile ANRE,
- (ii) tarifele de distribuție și furnizare reglementate de ANRE,
- (iii) costul energiei electrice achiziționate,
- (iv) tendințele macroeconomice în economia României și
- (v) cererea de energie electrică.

Factorii cheie și direcțiile pe care Consiliul de administrație le poate controla cel puțin parțial, includ investițiile de capital ale SDEE TN și cheltuielile operaționale.

O parte importantă a strategiei de afaceri a Conducerii include implementarea unui plan de investiții în principal în segmentul de distribuție. Operațiunile SDEE TN necesită investiții semnificative de capital în principal în legătură cu operațiunile Electrica în segmentul de distribuție de energie electrică. Activele SDEE TN necesită renovări periodice și modernizări pentru a îmbunătăți eficiența operațională a Societății. Orice întârzieri în implementarea planului de investiții, amendamente ale acestuia, sau orice modificări ale indicatorilor bugetari care influențează negativ sursele de finanțate pot avea un impact material asupra

investițiilor viitoare ale SDEE TN și asupra operațiunilor acesteia, situației financiare și asupra perspectivelor de dezvoltare.

Investițiile de capital vor avea impactul pozitiv anticipat asupra rezultatelor operaționale în măsura în care sunt recunoscute în BAR de către ANRE și ținând cont de rata de rentabilitate aprobată de către autoritatea de reglementare.