

**BUGETUL INDIVIDUAL SI
CONSOLIDAT AL ELECTRICA S.A.
PENTRU ANUL 2021**

Cuprins

1. Prezentarea generala a Grupului	2
2. Buget consolidat conform IFRS	3
2.1. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020	3
3. Electrica SA (ELSA)	6
3.1. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020	6
4. Distributie Energie Electrica Romania (DEER)	9
4.1. TN	13
4.1.1. Aspecte de reglementare	15
4.1.2. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020	15
4.2. MN	18
4.2.1. Aspecte de reglementare	20
4.2.2. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020	21
4.3. TS	24
4.3.1. Aspecte de reglementare	25
4.3.2. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020	26
5. Electrica Furnizare (EFSA)	29
5.1 Ipoteze BVC 2021	29
5.2. Rezultate financiare si operationale	31
6. Electrica Serv (SERV)	33
6.1. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020	33
7. Anexe	37
7.1. Prezentarea metodologiei de realizare a bugetului	37
7.2. Factori cheie, directii si tendinte de piata semnificative ce pot afecta rezultatele operatiunilor Electrica	37

1. Prezentarea generala a Grupului

Grupul Electrica este unul dintre principalii distribuitori si furnizori de energie electrica de pe piata din Romania. Principalele segmente de activitate ale Grupului constau in distributia de energie electrica catre utilizatori si furnizarea de energie electrica catre consumatori casnici si non-casnici.

Incepand cu data de 1 ianuarie 2021, Grupul include urmatoarele filiale in afara companiei mama a Grupului, Societatea Energetica Electrica SA („ELSA”):

- **Distributie Energie Electrica Romania SA („DEER”)**, rezultata in urma fuziunii prin absorbtie a filialelor Societatea de Distributie a Energiei Electrice Muntenia Nord („SDMN”), Societatea de Distributie a Energiei Electrice Transilvania Sud („SDTS”) cu Societatea de Distributie a Energiei Electrice Transilvania Nord („SDTN”), aceasta din urma in calitate de societate absorbanta. DEER este operatorul de distributie a energiei electrice in regiunile Transilvania Nord (judetele Cluj, Maramures, Satu Mare, Salaj, Bihor si Bistrita-Nasaud), Transilvania Sud (judetele Brasov, Alba, Sibiu, Mures, Harghita si Covasna) si Muntenia Nord (judetele Prahova, Buzau, Dambovita, Braila, Galati si Vrancea), asigurand deservirea utilizatorilor de retea prin operarea instalatiilor ce functioneaza la tensiuni intre 0,4 kV si 110 kV (linii electrice, posturi si statii de transformare). DEER detine licente de distributie exclusive pentru regiunile antementionate, ce au o perioada de valabilitate pana in anul 2027, cu posibilitatea de prelungire pentru o perioada de 25 de ani;
- **Electrica Furnizare („EFSA”)**, societate avand ca activitate principala furnizarea de energie electrica catre clientii finali. EFSA detine o licenta de furnizare a energiei electrice care acopera intregul teritoriu al Romaniei, valabila pana la jumatatea anului 2021, cu posibilitate de prelungire, si o licenta pentru desfasurarea activitatii de furnizare a gazelor naturale, valabila pana in anul 2022. Incepand cu data de 31 August 2020, EFSA a achizitionat filiala Electrica Energie Verde 1 S.R.L. („EEV1” – fosta Long Bridge Milenium SRL) care detine si opereaza un parc fotovoltaic in localitatea Stanesti, judetul Giurgiu, avand o capacitate instalata de 7,5 MW (capacitate de functionare limitata la 6,8 MW);
- **Electrica Serv („SERV”)**, societate care incepand cu data de 30 noiembrie 2020 a absorbit Serviciile Energetice Muntenia SA („SEM”), in urma unui proces de fuziune. SERV furnizeaza servicii de reparatii si alte servicii conexe catre terti si diverse servicii catre companiile din grup (inchiriere auto, inchiriere cladiri etc.).

Tabel 1: Filialele ELSA

Filiala	Activitatea	Cod unic de inregistrare	Sediu social	% participatie la 1 ianuarie 2021
Distributie Energie Electrica Romania S.A. („DEER”)	Distributia energiei electrice in zonele geografice Transilvania Nord, Transilvania Sud si Muntenia Nord	14476722	Cluj-Napoca	100%
Electrica Furnizare S.A. („EFSA”)	Comercializarea energiei electrice si furnizarea de gaze naturale	28909028	Bucuresti	99,9998409513906%
Electrica Serv S.A. („SERV”)	Servicii in sectorul energetic (intretinere, reparatii, constructii)	17329505	Bucuresti	100%
Electrica Energie Verde 1 S.R.L. („EEV1” – fosta Long Bridge Milenium SRL)	Productia de energie electrica	19157481	Bucuresti	100%*

Sursa: Electrica

*detinere indirecta - Electrica Energie Verde 1 S.R.L. este detinuta 100% de catre filiala EFSA

2. Buget consolidat conform IFRS

Bugetul consolidat IFRS este realizat prin combinarea bugetelor individuale prezentate mai jos si efectuarea ajustarilor pentru aplicarea standardelor IFRS si pentru eliminarea tranzactiilor intra-grup.

In continuare sunt prezentate principalele variatii ale bugetului consolidat comparativ cu valorile realizate in 2020.

2.1. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020

Tabel 2: Venituri si cheltuieli B2021 vs. R2020 [mii RON]

Descriere	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 %
Venituri	6.501.100	6.890.181	389.081	6,0%
Alte venituri din exploatare	165.422	158.307	(7.115)	-4,3%
Energie electrica si gaze naturale achizitionate	(3.905.705)	(4.244.912)	(339.207)	8,7%
Cheltuieli cu constructia retelelor electrice in legatura cu acordurile de concesiune	(675.967)	(713.087)	(37.120)	5,5%
Beneficiile angajatilor	(774.501)	(823.625)	(49.124)	6,3%
Reparatii, intretinere si materiale	(104.577)	(107.550)	(2.973)	2,8%
Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale	(490.918)	(481.400)	9.518	-1,9%
Reluarea ajustarilor/(Ajustari) pentru deprecierea creantelor comerciale si altor creante, net	62.167	(24.996)	(87.163)	-140,2%
Alte cheltuieli de exploatare	(325.104)	(387.403)	(62.299)	19,2%
Profit din exploatare	451.917	265.515	(186.402)	-41,2%
Castig din achizitia de filiale*	7.477	-	(7.477)	-100,0%
Venituri financiare	9.651	3.973	(5.678)	-58,8%
Cheltuieli financiare	(26.736)	(34.551)	(7.815)	29,2%
Rezultat financiar net	(17.085)	(30.578)	(13.493)	79,0%
Profit inainte de impozitare	442.309	234.937	(207.372)	-46,9%
Cheltuiala cu impozitul pe profit	(54.766)	(33.345)	21.421	-39,1%
Profitul exercitiului financiar	387.543	201.592	(185.951)	-48,0%

Sursa: Electrica

*separat pentru scopuri de prezentare, valoarea este inclusa in EBIT

Venituri si alte venituri din exploatare

Grupul Electrica estimeaza venituri totale (inclusiv alte venituri) in valoare de **7.048.488 mii RON**, comparativ cu veniturile realizate in 2020, in valoare de **6.666.522 mii RON**, reprezentand o crestere de **381.966 mii RON**, sau **5,7%**, rezultata din evolutia veniturilor principale ale grupului, detaliata mai jos.

- **Venituri** - este planificata o crestere a veniturilor de **389.081 mii RON**, in principal ca efect net al evolutiei celor mai semnificative categorii de venituri, dupa cum urmeaza:
 - se estimeaza ca veniturile din energie vor inregistra o crestere de **353.609 mii RON** comparativ cu 2020, in principal ca urmare a majorarii pretului mediu de vanzare a energiei furnizate pe piata cu amanuntul cu 4,4%,

a cresterii volumelor de gaze naturale furnizate, precum si majorarii tarifelor de distributie pentru 2021 in medie cu 4,9% si cresterii volumelor de energie electrica estimata a fi distribuita cu aproximativ 1,1%;

- veniturile din constructia retelei recunoscute conform IFRIC 12 care se refera la investitiile realizate de OD in reseaua de distributie energie electrica sunt estimate sa creasca cu **38.234 mii RON**, in concordanta cu planul de investitii pentru 2021.
- **Energie electrica si gaze naturale achizitionate** - crestere estimata de **339.207 mii RON**, sau 8,7%, la 4.244.912 mii RON, de la 3.905.705 mii RON realizat in 2020. Aceasta variatie este generata in principal de segmentul de furnizare, segmentul de distributie avand un impact pozitiv, astfel:
 - pe segmentul de distributie, *cheltuiala cu energia achizitionata pentru acoperirea CPT* este planificata sa scada cu 19.621 mii RON, comparativ cu valoarea din 2020, in principal din reducerea cantitatii necesare pentru acoperirea CPT cu aprox. 2%;
 - *costurile cu energia achizitionata pentru activitatea de furnizare* sunt estimate sa creasca cu aprox. 331.931 mii RON, in principal in urma majorarii pretului de achizitie in medie cu 8,9%. De asemenea, in anul 2020, costul de achizitie pe segmentul reglementat de furnizare a fost influentat in mod favorabil de un element nerecurrent in anul 2021 si anume recuperarea unor diferente de costuri de achizitie ale energiei electrice din perioadele anterioare in cuantum de 143.597 mii RON;
 - *costurile cu certificatele verzi* vor inregistra o crestere estimata la **26.897 mii RON**, sau 4,8%, la 584.119 mii RON de la 557.222 mii RON realizat in 2020, ca efect net al cresterii volumelor furnizate de energie electrica (pentru care este necesara achizitia de CV) cu 254 GWh si implicit a obligatiei de achizitie a certificatelor verzi cu 113 mii CV (impact negativ de 15.948 mii RON), si al cresterii pretului de achizitie a certificatelor verzi cu 2%, de la un pret mediu pentru anul 2020 de 139,5 RON/CV la un pret bugetat de 142,2 RON/CV (impact negativ al pretului CV de 10.949 mii RON).

Tabel 3: Cost achizitie certificate verzi

Cota estimata ANRE B2021 (CV/MWh)	Vanzare consumatori (MWh)	CV necesare pentru 2021	Valoare B2021 (mii RON)	Cost unitar CV (RON/CV)	RON/MWh
0,4505	9.117.462	4.107.416	584.119	142,2	64,07
Cota estimata ANRE R2020 (CV/MWh)	Vanzare consumatori (MWh)	CV necesare pentru 2020	Valoare R2020 (mii RON)	Cost unitar CV (RON/CV)	RON/MWh
0,4506	8.863.773	3.994.105	557.222	139,5	62,87

Sursa: Electrica

- **Cheltuieli cu constructia retelelor electrice in legatura cu acordurile de concesiune** - crestere de **37.120 mii RON**, sau 5,5%, la valoarea de 713.087 mii RON, de la 675.967 mii RON realizat in 2020. Aceasta evolutie este influentata de planurile de investitii din aria de distributie, care aditional planurilor CAPEX aprobate de ANRE pentru perioada a patra de reglementare, au inclus si investitii suplimentare pentru racordari sub 2,5 km ale clientilor finali, conform modificarilor aduse de legea nr. 155/24 iulie 2020.
- **Beneficiile angajatilor** - majorare de **49.124 mii RON**, sau 6,3%, la 823.625 mii RON, de la valoarea inregistrata in 2020, de 774.501 mii RON, generata in principal de crestere salariale si de alte beneficii, ca urmare a alinierii CCM in regiunile de distributie, dar si de majorarea numarului de angajati si de alte modificari in structura de beneficii acordate angajatilor la nivel de Grup.

Tabel 4: Numar de angajati

Perioada	ELSA	EFSA	DEER	SERV	Total
31 decembrie 2020	120	793	6.519	694	8.126
31 decembrie 2021	123	814	6.733	587	8.257
Var. %	2,5%	2,6%	3,3%	-15,4%	1,6%

Sursa: Electrica

- **Reparatii, intretinere si materiale** – este estimata o usoara majorare de **2.973 mii RON** sau 2,8%, de la valoarea realizata in 2020 de 104.577 mii RON, la 107.550 mii RON, in principal din reducerea nivelului de servicii de reparatii si intretinere realizat intre companiile din grup, ce are un impact nefavorabil asupra cheltuielilor la nivel consolidat.
- **Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale** – scadere de **9.518 mii RON**, sau 1,9%, generata de analiza impactului activelor existente si planificate a fi puse in functiune in 2021, dar si de reducerea impactului IFRS 16 ‚Contracte de leasing‘.
- **Reluarea ajustarilor/(Ajustari) pentru deprecierea creantelor comerciale si altor creante, net** – variatia negativa estimata pentru 2021 este de **87.163 mii RON**, reprezentand efectul cumulat al:
 - inregistrarii in 2020 a veniturilor din ajustarea TVA pentru creanta de la Oltchim de aprox. 105 mil. RON, element nerecurrent, astfel ca nu se regasesc o suma echivalenta in bugetul anului 2021;
 - includerii in bugetul 2021 a unor ajustari de valoare pentru creante comerciale si alte creante, reduse cu aprox. 18 mil. RON comparativ cu cele inregistrate in 2020, generand un impact pozitiv.
- **Alte cheltuieli de exploatare** – pentru 2021, este estimata o majorare de **62.299 mii RON** sau 19,2%, fiind in principal generata de cresterea cheltuielilor de consultanta pentru proiectele planificate la nivel de grup, si impactul majorarii costurilor segmentului de furnizare in urma liberalizarii pietei de energie electrica, dar si de efectul reducerii tranzactiilor intra-grup, generata de anumite schimbari in modelele de business ale companiilor din grup, rezultand intr-un impact negativ.
- **Profit din exploatare** - ca rezultat al celor mentionate anterior, profitul din exploatare este estimat in scadere cu **193.879 mii RON** sau 42,2%, fata de anul 2020, ajungand la valoarea de **265.515 mii RON**.
- **Rezultat financiar net** - variatie nefavorabila de **13.493 mii RON**, in principal ca urmare a bugetarii unor cheltuieli semnificative cu dobanzile aferente imprumuturilor contractate de catre compania de distributie pentru finantarea investitiilor planificate, si reducerii veniturilor financiare pe fondul scaderii nivelului depozitelor Grupului.
- **Impozitul pe profit** - Cheltuiala cu impozitul pe profit este estimata sa scada cu **21.421 mii RON**, in linie cu evolutia profitului brut, rata efectiva de impozit pe profit fiind usor mai mare comparativ cu cea aferenta anului 2020.
- **Profitul exercitiului financiar** - ca urmare a elementelor mentionate anterior, se estimeaza ca in 2021 Grupul va inregistra un **profit net** de **201.592 RON**.

3. Electrica SA (ELSA)

3.1. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020

Tabel 5: Venituri si Cheltuieli B2021 vs. R2020 [mii RON]

Descriere	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 (%)
Venituri	3.251	2.530	(721)	-22%
Alte venituri din exploatare	14.517	274	(14.242)	-98%
Beneficiile angajatilor	(31.819)	(35.574)	(3.755)	12%
Amortizarea imobilizarilor corporale si necorporale	(13.050)	(3.195)	9.855	-76%
Reluarea ajustarilor pentru deprecierea creantelor comerciale si altor creante, net	98.583	-	(98.583)	-
Ajustari pentru deprecierea imobilizarilor corporale, net	(9.979)	-	9.979	-
Modificari in provizioane privind dispute legale si clauze de neconcurenta, net	(2.511)	-	2.511	-
Alte cheltuieli de exploatare	(23.871)	(40.568)	(16.697)	70%
Profit/(Pierdere) inainte de rezultatul financiar	35.121	(76.533)	(111.654)	-
Venituri financiare	260.305	373.541	113.236	44%
Cheltuieli financiare	(124)	(155)	(31)	25%
Rezultatul financiar net	260.181	373.386	113.205	44%
Profit inainte de impozitare	295.302	296.853	1.551	1%
Beneficiu/(Cheltuiala) cu impozitul pe profit	3.077	-	(3.077)	-
Profitul exercitiului financiar	298.379	296.853	(1.526)	-1%

Sursa: Electrica

Venituri

Veniturile realizate in anul 2020 pentru servicii de prezentare a datelor de masura, servicii de aprobare tehnica, citirea contoarelor, in legatura cu sistemul AMR, pe baza contractelor incheiate cu filialele de distributie, sunt in suma de 3.251 mii RON, neavand o suma echivalenta in bugetul anului 2021, ca urmare a transferului activelor aferente sistemului AMR la filialele de distributie in cursul anului 2020. Pentru anul 2021 au fost estimate venituri in suma de **2.530 mii RON**, reprezentand, in principal, venituri din prestarea unor servicii de catre ELSA companiilor din Grup.

Alte venituri din exploatare

Alte venituri din exploatare au fost bugetate pentru anul 2021 la valoarea de **274 mii RON**, reprezentand venituri din inchirierea partiala a unor cladiri ELSA catre terti. Acestea variaza semnificativ in comparatie cu veniturile realizate in anul precedent, aprox. **14.517 mii RON**, in principal venituri din obtinerea unor despagubiri/restituiri ale unor sume ca urmare a unor sentinte judecatoresti favorabile (**12.827 mii RON** din litigiul cu ANAF), dar si din subventii aferente proiectului Integridy (care au impact nul in rezultat).

Costuri

Salarii si alte beneficii

Cheltuielile cu salariile si alte beneficii inregistreaza o crestere de 3.755 mii RON in bugetul anului 2021, **la 35.574 mii RON** de la 31.819 mii RON in anul 2020, ca rezultat al impactului net al evolutiei numarului de personal, a planului de modificare a structurii organizationale prin transformarea unor structuri de business cu personal specializat, precum si al provizioanelor pentru remuneratia variabila.

Remuneratia administratorilor si directorilor executivi cu contract de mandat este estimata la acelasi nivel ca anul precedent, din punct de vedere al remuneratiei fixe si variabile, conform limitelor aprobate de AGA in vigoare.

Alte cheltuieli de exploatare

Pentru 2021, compania estimeaza o crestere a cheltuielilor operationale de aproximativ 16.697 mii RON, **la 40.568 mii RON** de la 23.871 mii RON in 2020. Variatia este determinata, in principal, de urmatoarele elemente:

- Cresterea usoara a cheltuielilor de consultanta financiara, tehnica, juridica si alte specializari, in legatura cu proiectele M&A, de dezvoltare si de strategie ale Grupului, estimate sa se desfasoare in 2021, si aditional a valorii TVA nedeductibil, aferenta cheltuielilor cu materialele si serviciile executate de terti, in contextul scaderii operatiunilor taxabile ca urmare a transferului activelor aferente sistemului AMR catre filiala de distributie;
- cheltuielile juridice reprezentand consultanta, taxe de timbru si onorarii avocati aferente litigiilor in care societatea este implicata, inregistreaza o crestere de aproximativ 5.200 mii RON comparativ cu nivelul realizat in anul 2020, in principal ca urmare a includerii in bugetul anului 2021 a unei sume aferente litigiului initiat in vederea recuperarii unui prejudiciu constatat de CCR in raportul din 2016 in legatura cu sistemul AMR;
- cresterea cheltuielilor cu serviciile IT&C necesare asigurarii functionarii la parametri optimi a principalelor sisteme IT utilizate, precum si serviciile de mentenanta aferente acestor sisteme, in principal ca urmare a amanarii implementarii, in contextul pandemiei, a unor proiecte bugetate in anul 2020, dar si ca efect al planificarii unor proiecte noi in anul 2021;
- cresterea unor cheltuieli care, in contextul pandemiei Covid 19 nu au putut fi desfasurate/realizate conform planificarii in anul 2020.

Elemente non-monetare

Cheltuiala cu amortizarea estimata in bugetul anului 2021 este de **3.195 mii RON** (2020: 13.050 mii RON). Scaderea este generata de aportarea activelor aferente sistemului AMR la capitalul social al societatilor de distributie la 30 iunie 2020, al caror efect in amortizarea pentru primele 6 luni ale anului 2020 este eliminat in bugetul anului 2021.

Ajustarile pentru deprecierea valorii imobiliarilor corporale inregistrate in anul 2020, in suma de 9.979 mii RON, cuprind in principal deprecierea in valoare de 9.436 mii. RON inregistrata in urma realizarii evaluarii activelor aferente sistemului AMR, neavand o suma echivalenta in bugetul anului 2021.

Ajustarile nete pentru active circulante (constituiri nete de reversari) realizate in 2020 in suma de 98.583 mii RON reprezinta in principal reversarea ajustarilor de depreciere pentru TVA neincasat aferent creantelor incerte in legatura cu Oltchim, element nerecurrent, astfel ca nu se regaseste o suma echivalenta in bugetul anului 2021.

Modificarea neta a provizioanelor (constituiri nete de reversari) inregistrata in anul 2020, valoare negativa de 2.511 mii RON, cuprinde in principal provizionul aferent unui litigiu cu Autoritatea pentru Administrarea Activelor Statului, la care se adauga provizioanele aferente clauzelor de neconcurenta, neavand o suma echivalenta in bugetul anului 2021.

EBITDA

Valoarea EBITDA prezentata in bugetul anului 2021 este negativa, de **73.338 mii RON**, comparativ cu valoarea pozitiva a EBITDA inregistrata in 2020, de 58.150 mii RON, valoare influentata in 2020 de elementele nerecurente.

Rezultat operational

Pierdere operationala pentru 2021 este de **76.533 mii RON** (2020: profit de 35.121 mii RON), ca urmare a factorilor mai sus prezentati.

Venituri nete financiare

Veniturile nete financiare reprezinta diferenta dintre veniturile financiare si cheltuielile financiare, pentru anul 2021 sunt bugetate la nivelul de **373.386 mii RON** (2020: 260.181 mii RON).

Veniturile financiare includ in mare parte venituri estimate din dividende de la filiale si, de asemenea, venituri din dobanzi aferente imprumuturilor acordate companiilor din Grup, din surplusul de trezorerie (depozite bancare la termen si overnight) si venituri rezultate in urma implementarii schemei de cash pooling la nivelul Grupului.

Cea mai importanta sursa de venituri financiare este reprezentata de veniturile estimate din dividende, de 331.250 mii RON (2020: 214.970 mii RON).

Venitul din dobanzi este bazat pe proiectii ale fluxului de numerar, considerand de asemenea platile imprumuturilor intra-grup, impreuna cu ratele de dobanda proiectate pe piata; excedentul mediu de trezorerie a scazut semnificativ ca rezultat al platilor intra-grup aferente imprumuturilor.

Astfel, venitul din dobanzi in 2021 este estimat la 42.291 mii RON, in usoara scadere fata de valoarea de 44.852 mii RON realizata in 2020, ca urmare a scaderii veniturilor prognozate aferente depozitelor la termen si overnight.

Profit brut

Profitul brut estimat pentru 2021 este **296.853 mii RON** (2020: 295.302 mii RON).

Impozitul pe profit

Avand in vedere pierdere fiscala inregistrata de ELSA, nu a fost estimat impozit pe profit in anul 2021.

Profit net

Profitul net bugetat pentru 2021 este **296.853 mii RON**, comparativ cu 298.379 mii RON inregistrat in anul 2020.

4. Distributie Energie Electrica Romania (DEER)

Bugetul pentru anul 2021 a fost construit pe baza ipotezelor prezentate mai jos.

Cantitati distribuite

- Cantitatile prognozate a fi distribuite in anul 2021 au fost estimate tinand cont de evolutia cantitatilor realizate in 2020 fata de buget/valori reglementate, inasa si de impactul pandemiei COVID 19 asupra volumelor de energie distribuita. In cazul in care valorile realizate in 2020 au fost semnificativ diferite fata de valorile reglementate, estimarea veniturilor din energia distribuita s-a efectuat pe baza unei evolutii rezonabile a volumelor distribuite inregistrate in anii anteriori.
- Deviatile cantitatilor efectiv distribuite in anul 2021 fata de cantitatile reglementate se vor regasi in corectii ale tarifelor de distributie in anul 2023.

Energia electrica pentru acoperirea CPT

- Cantitatile de energie electrica necesare pentru acoperirea CPT au fost determinate pe baza tintelor procentuale de CPT aprobate de ANRE pe fiecare nivel de tensiune.
- Estimarea privind costul mediu de achizitie a energiei pentru CPT s-a realizat tinand cont de cantitatile de energie electrica deja contractate din totalul necesar pentru anul 2021, de costul mediu ponderat de achizitie estimat a fi realizat, si de prognozele de evolutie a pietei de energie electrica.
- Conform metodologiei aplicabile activitatii de distributie, in anul 2023 diferenta intre pretul energiei pentru CPT realizat de fiecare OD si pretul ex-ante stabilit de ANRE se va putea recupera prin tarife, cu conditia ca pretul mediu realizat sa fie mai mic sau egal decat media preturilor realizate in anul 2021 de catre operatorii de retea (OD si de operatorul de transport). In cazul unei depasiri fata de medie, se va recupera cel mult diferenta intre medie si pretul ex-ante aprobat de ANRE.
- Diferenta poate fi recuperata si mai devreme, in anul urmator, in cazul in care deviatia dintre pretul mediu din S2 2020 si S1 2021 si pretul de referinta este mai mare de 10%; astfel, se recupereaza in 2022 diferenta dintre pretul mediu calculat pe baza preturilor realizate de catre OD (operatorii de distributie) si OTS (operatorul de transport si de sistem) in perioada mentionata, si pretul de referinta.

Cheltuieli de operare si mentenanta

- Cheltuielile de operare si mentenanta, altele decat cheltuielile de personal si cheltuielile privind SSM, sunt supuse factorului de eficienta.
- In bugetul anului 2021 s-a urmarit incadrarea costurilor de operare aferente activitatii de distributie in valorile aprobate de ANRE, necesitand eforturi considerabile de reducere a costurilor.

Cheltuielile de personal si cheltuielile privind securitatea si medicina muncii (SSM)

- Aceasta categorie de cheltuieli este recunoscuta in tariful de distributie aprobat si nu este supusa factorului de eficienta; eventuale economii realizate aferente cheltuielilor de personal/SSM pentru activitatea reglementata vor fi corectate negativ prin tarifele viitoare.
- In bugetul anului 2021, s-a urmarit incadrarea costurilor de personal si SSM aferente activitatii de distributie in valorile aprobate de ANRE.

Alte ipoteze

- CAPEX PIF pentru anul 2021 prezinta cateva particularitati, respectiv cuprinde valoarea aprobata de ANRE pentru 2021, la care se adauga anumite recuperari, dupa caz, precum si sume semnificative reprezentand investitii suplimentare pentru racordari sub 2,5 km ale clientilor finali, conform modificarilor aduse de legea nr. 155/24 iulie 2020.

DEER - Analiza buget 2021 vs. realizat 2020

Tabel 6: Venituri si cheltuieli B2021 vs. R2020 [mii RON]

Descriere	3 OD					DEER				B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 %
	SDTN	SDTS	SDMN	Ajustari	Realizat 2020*	Buget 2021	TN	TS	MN		
Venituri din distributia de energie	629.668	614.155	647.089		1.890.912	2.006.060	646.460	673.086	686.514	115.148	6,1%
Alte venituri din energie	37.832	37.014	55.220		130.066	108.052	32.042	32.522	43.488	(22.014)	-16,9%
Venituri din CAPEX cu forte propria	34.856	42.883	24.976		102.715	111.429	34.285	47.736	29.408	8.714	8,5%
Alte venituri din exploatare	48.764	37.571	53.607	(1.014)	138.928	132.111	43.055	37.854	51.202	(6.817)	-4,9%
Costuri cu CPT	(203.853)	(217.503)	(272.985)		(694.341)	(674.376)	(203.122)	(220.083)	(251.171)	19.966	-2,9%
Opex controlabil supus eficientei, din care:	(103.738)	(100.133)	(104.954)	1.014	(307.811)	(323.435)	(104.384)	(113.275)	(105.775)	(15.624)	5,1%
<i>Costuri de operare</i>	<i>(87.842)</i>	<i>(86.743)</i>	<i>(88.166)</i>	<i>1.014</i>	<i>(261.737)</i>	<i>(270.923)</i>	<i>(87.808)</i>	<i>(98.540)</i>	<i>(84.574)</i>	<i>(9.185)</i>	<i>3,5%</i>
<i>Intretinere si reparatii</i>	<i>(15.896)</i>	<i>(13.390)</i>	<i>(16.788)</i>		<i>(46.074)</i>	<i>(52.512)</i>	<i>(16.576)</i>	<i>(14.735)</i>	<i>(21.201)</i>	<i>(6.438)</i>	<i>14,0%</i>
Costuri legate de personal	(204.638)	(208.974)	(199.821)		(613.433)	(660.112)	(227.170)	(223.587)	(209.356)	(46.679)	7,6%
Costuri cu securitatea si medicina muncii	(4.277)	(8.291)	(3.272)		(15.840)	(16.424)	(5.007)	(7.306)	(4.110)	(584)	3,7%
OPEX Necontrolabil	(6.744)	(6.958)	(9.444)		(23.146)	(21.904)	(7.381)	(6.967)	(7.555)	1.242	-5,4%
Venituri din subventii pentru investitii	44.514	32.441	27.248		104.203	106.947	44.092	34.902	27.953	2.744	2,6%
Elemente nemonetare	(178.559)	(182.241)	(152.991)		(513.791)	(539.239)	(180.157)	(174.978)	(184.105)	(25.449)	5,0%
Alte cheltuieli	(9.635)	(8.081)	(9.310)		(27.026)	(29.570)	(8.463)	(10.771)	(10.337)	(2.545)	9,4%
EBIT	84.190	31.883	55.364	0	171.436	199.539	64.250	69.133	66.156	28.103	16,4%
Rezultat financiar	(20.273)	(21.150)	(19.895)		(61.318)	(75.073)	(27.262)	(21.980)	(25.831)	(13.756)	22,4%
EBT	63.917	10.733	35.469	0	110.119	124.466	36.988	47.153	40.325	14.347	13,0%
Impozit pe profit	(7.997)	0	(366)		(8.363)	(17.092)	(5.918)	(7.545)	(3.629)	(8.729)	104,4%
Rezultat net	55.920	10.733	35.103	0	101.756	107.374	31.070	39.609	36.696	5.618	5,5%

Sursa: Electrica

*Valorile comparative pentru 2020 sunt calculate prin insumarea valorilor realizate ale celor 3 companii de distributie

Rezultatul operational (EBIT) al DEER este planificat sa creasca cu aprox. **28.103 mii RON**, comparativ cu EBIT cumulat al companiilor de distributie realizat in 2020.

In continuare este realizata analiza EBIT 2021 comparativ cu valorile realizate in 2020 pe zone de distributie, avand in vedere ca pentru urmatoorii trei ani ai perioadei a IV-a de reglementare, tarifele vor fi aprobate pe regiuni corespunzatoare companiilor de distributie din anul 2020 anterior fuziunii.

Rezultat financiar – este estimata o variatie cu impact nefavorabil de **13.756 mii RON**, rezultata din majorarea cheltuielilor cu dobanzile, in urma contractarii imprumuturilor necesare pentru finantarea investitiilor.

Cheltuiala cu impozitul pe profit – in B2021 este inclusa o cheltuiala cu impozitul pe profit de **17.092 mii RON**, estimata in functie de profitul brut pentru 2021 si rata efectiva de impozit pe profit determinata in urma analizei elementelor fiscale bugetate in 2021.

Rezultat net - Ca rezultat al factorilor enumerati mai sus, este estimata o majorare a rezultatului net de **5.618 mii RON**, de la profitul realizat in 2020 de 101.756 mii RON la un profit de **107.374 mii RON**.

In continuare sunt prezentate defalcarile din Bugetul DEER pe fiecare regiune (TN, TS si MN), tinand cont de metodologia de reglementare a tarifulor pentru restul perioadei a IV-a de reglementare.

4.1. TN

Mai jos sunt prezentati principalii indicatori ai TN din bugetul anului 2021, si evolutia acestora comparativ cu 2020.

Distributia de energie

Evolutia cantitatilor distribuite si a tarifulor pentru 2021 este urmatoarea:

Tabel 7: Cantitati distribuite [MWh]

Nivelul de tensiune	Realizat 2020	Reglementat 2021	Buget 2021	B2021 vs R2020 [%]
IT	632.324	655.238	703.229	11,2%
MT	1.989.322	2.037.044	2.033.651	2,2%
JT	2.896.863	2.902.408	2.863.247	-1,2%
Total	5.518.509	5.594.690	5.600.127	1,5%

Sursa: Electrica

Tabel 8: Tarifele de distributie pentru 2021 vs. tarifele medii 2020 [RON/MWh]

Nivelul de tensiune	1 ian. 2020 – 15 ian. 2020 ¹	16 ian. 2020 – 31 dec. 2020 ²	Tarif mediu ³ 2020	Tarif 2021 ⁴	Tarif 2021 vs. tarif mediu 2020
IT	19,11	18,77	18,78	19,23	2,4%
MT	46,37	45,54	45,58	47,12	3,4%
JT	106,50	104,60	104,70	107,58	2,7%
Tarif mediu³	119,01	113,87	114,10	115,44	1,2%

Sursa: ANRE, Electrica

¹ Ordin ANRE nr. 228/16 decembrie 2019

² Ordin ANRE nr. 8/15 ianuarie 2020

³ Tariful mediu este calculat ca raportul dintre valoarea venutului din distributia de energie si cantitatea de energie distribuita aferenta perioadei indicate (pe niveluri de tensiune, unde e cazul, este calculat tariful mediu specific)

⁴ Ordin ANRE nr. 221/9 decembrie 2020

In 2020, au fost aplicabile doua seturi de tarife de distributie, astfel: tarifele aplicabile in perioada 1 ianuarie – 15 ianuarie 2020 - transmise de ANRE prin ordine in decembrie 2019, aceste tarife includ contributia datorata catre ANRE la nivelul de 2% din cifra de afaceri; tarifele aplicabile in perioada 16 ianuarie – 31 decembrie 2020 - transmise de ANRE, in urma aplicarii OUG nr. 1/2020 prin care contributia datorata catre ANRE este redusa de la 2% la 0,2%.

Tarifalul mediu in 2021 este in crestere fata de cel mediu din 2020 cu aprox. 1,2%, inregistrandu-se crestere pe toate nivelurile de tensiune, astfel: 2,4% pe IT, 3,4% pe MT si 2,7% pe JT; evolutia tarifelor este impactata atat de cantitatea distribuita in anii analizati, cat si de nivelul de tensiune analizat (tarifalul de distributie utilizat pentru determinarea veniturilor se calculeaza prin insumarea tarifelor specifice pe fiecare nivel de tensiune).

CPT

Tabel 9: CPT

Pierderi in retea	Realizat 2020	Reglementat 2021	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
Cantitate necesara CPT (MWh)	618.959	653.392	621.004	0,3%
Pret mediu de achizitie ⁵ (RON/MWh)	322,97	307,72	324,87	0,6%

Sursa: Electrica

Tabel 10: Evolutia CPT [%]

Nivel de tensiune	Realizat 2020	Reglementat 2021	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
IT	0,96%	0,95%	0,95%	-1,0%
MT	4,23%	4,30%	4,30%	1,7%
JT	10,18%	10,17%	10,17%	0,0%
Total	9,72%	9,85%	9,74%	0,2%

Sursa: Electrica

Tinta de CPT procentual total inclusa in bugetul anului 2021 este mai mica decat tinta de CPT aprobata de ANRE, in timp ce tintele pe niveluri de tensiune sunt aceleasi cu cele aprobate de ANRE.

CAPEX

Tabel 11: Programul de investitii [mil. RON]

Investitii	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
Program de investitii	200,0	214,7	7,3%
Puneri in functiune (termeni nominali)	190,2	222,9	17,2%

Sursa: Electrica

⁵ Pretul mediu de achizitie este calculat ca raportul dintre cheltuiala cu achizitia energiei necesare pentru acoperirea CPT minus veniturile din vanzarea energiei pe PE/PZU si cantitatea de energie necesara pentru CPT

4.1.1. Aspecte de reglementare

In continuare sunt detaliate principalele elemente ce intra in aria analizei de reglementare, si care au impact in bugetul anului, precum si eventualele diferente dintre valorile aprobate de ANRE si valorile bugetate pentru serviciul de distributie pentru anul 2021.

Veniturile din energia electrica distribuita

Cantitatea de energie electrica estimata a fi distribuita in 2021 este mai mare decat cea aprobata de ANRE cu 5 GWh, deviatia pe niveluri de tensiune fiind de +48 GWh pe IT, -3 GWh pe MT si -39 GWh pe JT – unde este inregistrat si cel mai mare tarif de distributie. Astfel, in conditiile existente, deviatia neta se asteapta sa genereze o corectie viitoare pozitiva de **6.114 mii RON**.

Venituri din energia reactiva

Pentru 2021, au fost estimate venituri din energia reactiva cu **5.058 mii RON** mai mari decat valoarea corectata de ANRE ex-ante; in conditiile existente, aceasta diferenta va influenta negativ tarifele anului 2023.

Cheltuielile cu energia necesara pentru acoperirea CPT

Valoarea bugetata este de 201.744 mii RON, fiind determinata pe baza cantitatii de 621 GWh si a unui pret mediu de achizitie de 324,87 RON/MWh.

Deviatia de pret de achizitie de 17,15 RON/MWh, comparativ cu pretul aprobat de ANRE de 307,72 RON/MWh, genereaza o depasire de 11.207 mii RON fata de valorile ANRE, iar deviatia de cantitate de -32 GWh, fata de cantitatea reglementata de 653 GWh, genereaza un impact pozitiv de 10.522 mii RON, depasirea neta fiind astfel de **685 mii RON**.

Considerand ipotezele de buget si metodologia in vigoare, impactul nefavorabil al deviatiei de pret poate fi recuperat, cel putin partial, prin tarifele anului 2022 sau 2023, prin recunoasterea de catre ANRE a diferentei dintre pretul obtinut de OD si pretul aprobat de catre ANRE, reprezentand un impact favorabil estimat in valoare de cel mult 11.207 mii RON.

OPEX controlabil (costuri de operare si mentenanta)

Valoarea bugetata pentru cheltuielile de operare si mentenanta aferente serviciului de distributie, ce sunt supuse eficientei, este de 76.230 mii RON, din care costuri de operare in valoare de 59.654 mii RON si costuri cu mentenanta pentru RED de 16.576 mii RON, fiind in linie cu valorile aprobate de ANRE.

OPEX necontrolabil

Valoarea estimata pentru activitatea reglementata este de 7.029 mii RON; deviatia estimata de **3.285 mii RON** comparativ cu valorile ANRE, de 10.314 mii RON, va impacta negativ tarifele din anii viitori.

4.1.2. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020

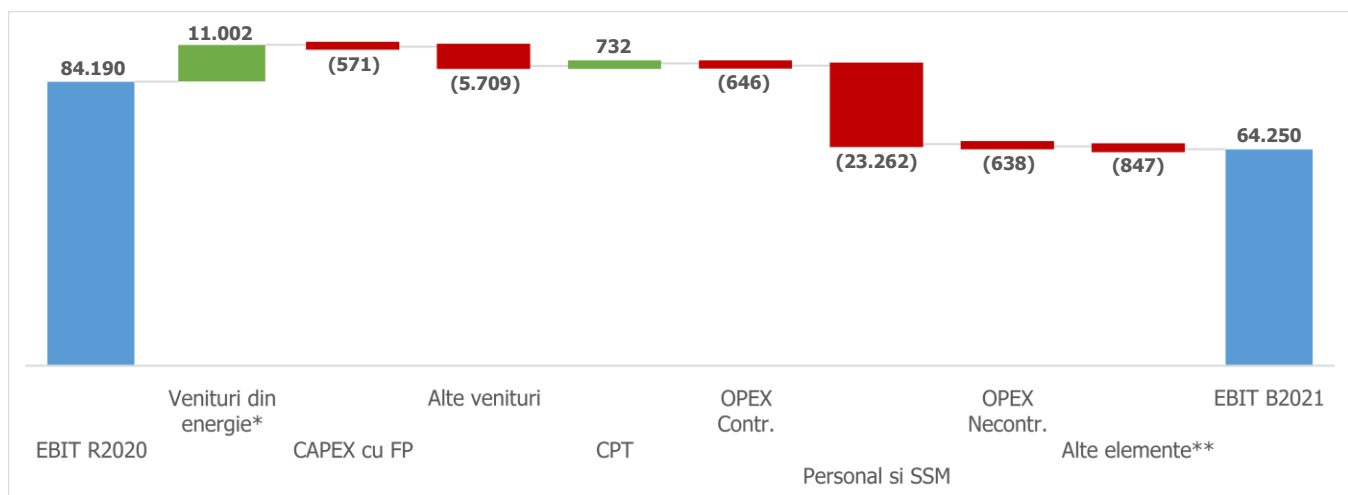
Tabel 12: Venituri si cheltuieli B2021 vs. R2020 [mii RON]

Descriere	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 [%]
Venituri din distributia de energie	629.668	646.460	16.792	2,7%
Alte venituri din energie	37.832	32.042	(5.790)	-15,3%
Venituri din CAPEX cu forte proprii	34.856	34.285	(571)	-1,6%
Alte venituri din exploatare	48.764	43.055	(5.709)	-11,7%

Descriere	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 [%]
Costuri cu CPT	(203.853)	(203.122)	732	-0,4%
Opex controlabil supus eficientei, din care:	(103.738)	(104.384)	(646)	0,6%
<i>Costuri de operare</i>	<i>(87.842)</i>	<i>(87.808)</i>	<i>34</i>	<i>0,0%</i>
<i>Intretinere si reparatii</i>	<i>(15.896)</i>	<i>(16.576)</i>	<i>(680)</i>	<i>4,3%</i>
Costuri legate de personal	(204.638)	(227.170)	(22.532)	11,0%
Costuri cu securitatea si medicina muncii	(4.277)	(5.007)	(730)	17,1%
OPEX Necontrolabil	(6.744)	(7.381)	(638)	9,5%
Venituri din subventii pentru investitii	44.514	44.092	(422)	-0,9%
Elemente nemonetare	(178.559)	(180.157)	(1.598)	0,9%
Alte cheltuieli	(9.635)	(8.463)	1.172	-12,2%
EBIT	84.190	64.250	(19.940)	-23,7%

Sursa: Electrica

Fig. 1: Analiza EBIT B2021 vs. R2020 [mii RON]



Sursa: Electrica

*Veniturile din energie cuprind veniturile din distributia de energie si alte venituri din energie

**Alte elemente cuprind: veniturile din subventii pentru investitii, elemente nemonetare si alte cheltuieli

La nivelul EBIT, TN a estimat o scadere de **19.940 mii RON**, comparativ cu EBIT realizat in anul 2020.

Cele mai importante influente provin din:

- Venituri din energie +11.002 mii RON;
- Alte venituri -5.709 mii RON;
- Costuri de personal si SSM -23.262 mii RON.

Venituri din distributia de energie: variatie pozitiva estimata de **16.792 mii RON**, in principal ca urmare a cresterii tarifelor de distributie, astfel:

- tariful de distributie: impact pozitiv estimat de 18.290 mii RON, din cresterea tarifului mediu de distributie cu 1,2%, variatia pe nivele de tensiune fiind dupa cum urmeaza: +2,4%% pentru IT, +3,1% pentru MT si +2,9% pentru JT;
- cantitatea distribuita: impact negativ estimat de 1.498 mii RON, ca urmare a cresterii volumelor in medie cu 1,5%, detaliata pe nivele de tensiune dupa cum urmeaza: +11,2% pentru IT, +2,2% pentru MT si -1,2% pentru JT; reducerea de cantitate se refera la nivelul de tensiune unde este cel mai mare tarif, generand un efect nefavorabil asupra veniturilor.

Cantitatea estimata a fi distribuita in 2021 inregistreaza, in medie, o crestere de 1,5% fata de cea realizata in 2020, influentata de prognoza in scadere a produsului intern brut si de evolutia din perioada recenta a cantitatii distribuite; cresterea cea mai semnificativa este estimata pe nivelul de IT, datorita migrarii unor consumatori importanti de la MT la IT.

Alte venituri din energie: este estimata o variatie negativa de **5.790 mii RON**, ca urmare a reducerii veniturilor din energia reactiva (3.178 mii RON), dar si a celor din vanzarea de energie pe PE/PZU (2.571 mii RON).

Veniturile aferente CAPEX cu forte proprii au rolul de a acoperi cheltuielile realizate pentru lucrarile de investitii cu forte proprii, astfel incat impactul net in bugetul anului 2021 este 0. Acestea au fost bugetate in scadere fata de realizarile anului 2020, respectiv cu suma de **571 mii RON**, corelate cu obiectivele de investitii stabilite in planul pentru 2021.

Alte venituri din exploatare sunt estimate sa scada cu **5.709 mii RON**, in principal din reducerea veniturilor din inchirierea stalpilor.

Cheltuieli cu CPT - cheltuielile cu energia necesara pentru acoperirea CPT sunt estimate sa scada cu **732 mii RON**, fiind efectul net al:

- scaderii pretului de achizitie a energiei electrice cu 0,7% fata de cel realizat in 2020, respectiv de la 329,3 RON/MWh la 327,1 RON/MWh – impact pozitiv de 1.401 mii RON;
- cresterii cantitatii de energie electrica necesara pentru CPT cu aprox. 2 GWh – cu un impact negativ de 669 mii RON.

Pretul de achizitie a energiei electrice a fost estimat conform ipotezelor prezentate, pe baza energiei deja contractate si a estimarii preturilor de achizitie pe pietele forward, spot si echilibrare pentru cantitatea ramasa de achizitionat.

OPEX controlabil – crestere estimata de **646 mii RON**, factorii principali fiind prezentati in continuare.

a) *Costurile de operare*

mii RON	R2020	B2021	VAR (RON)	VAR (%)
Serviciul de distributie	63.588	59.654	(3.934)	-6,2%
Costuri aferente CAPEX cu forte proprii	19.168	15.871	(3.297)	-17,2%
Alte activitati	5.087	12.283	7.196	141,5%
Total	87.842	87.808	(34)	0,0%

Sursa: Electrica

*alte activitati (reglementate si nereglementate), in afara de serviciul de distributie

Costurile de operare sunt bugetate aproximativ la acelasi nivel ca valorile realizate in 2020, variatia pe categorii de cheltuieli fiind detaliata mai jos:

- costurile de operare aferente serviciului de distributie sunt estimate sa se reduca cu 3.934 mii RON, in principal din variatia cheltuielilor cu transportul;
- pentru cheltuielile aferente lucrarilor de investitii cu forte proprii (materiale, inchirierea si transportul utilajelor si servicii auto necesare), ce nu au impact in rezultat, a fost planificata o scadere de 3.297 mii RON fata de anul 2020;
- costurile de operare aferente altor activitati au crescut cu aprox 7.196 mii RON, cresterile cele mai semnificative fiind la cheltuielile cu combustibilul, cheltuielile cu transportul, precum si la cele cu alte servicii prestate de terti.

b) Costurile cu intretinerea si reparatiile

Costurile cu intretinerea si reparatiile pentru reseaua electrica de distributie sunt estimate sa creasca cu **680 mii RON** in 2021.

Costuri cu personalul: se estimeaza o crestere de **22.532 mii RON**, sau 11,0%, in principal ca urmare a implementarii noilor modificari ale CCM ce cuprind cresteri salariale, majorarea anumitor beneficii acordate angajatilor etc.

Costurile cu SSM sunt bugetate la un nivel usor redus comparativ cu valoarea aprobata de ANRE pentru serviciul de distributie, aceasta reprezentand 94,5% din valoarea totala a cheltuielii de **5.007 mii RON**.

OPEX necontrolabil: este estimata o crestere de **638 mii RON** pentru cheltuielile rezultate din plata impozitelor, redeventelor, taxelor si varsamintelor asimilate, stabilite conform reglementarilor legale in vigoare sau de catre autoritatile centrale si locale.

Se asteapta ca **elementele nemonetare** sa inregistreze o variatie negativa de **1.598 mii RON**, in principal din efectul net al:

- variatiei de la an la an a modificarii nete a provizioanelor, ce genereaza un impact pozitiv de 1.424 mii RON;
- impactului pozitiv al ajustarilor de valoare pentru creante comerciale, de 1.298 mii RON;
- impactului negativ al ajustarilor de valoare pentru imobilizari corporale, de 4.415 mii RON.

Alte cheltuieli: este estimat un impact favorabil de **1.172 mii RON**, in principal din reducerea costurilor cu activele cedate.

4.2. MN

Mai jos sunt prezentati principalii indicatori ai MN din bugetul anului 2021, si evolutia acestora comparativ cu anul 2020.

Distributia de energie

Evolutia cantitatilor distribuite si a tarifelor pentru 2021 este urmatoarea:

Tabel 13: Cantitati distribuite [MWh]

Nivelul de tensiune	Realizat 2020	Reglementat 2021	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
IT	589.445	580.106	580.106	-1,6%
MT	2.271.909	2.280.785	2.280.785	0,4%
JT	2.914.004	2.994.899	2.955.053	1,4%
Total	5.775.359	5.855.790	5.815.944	0,7%

Sursa: Electrica

Tabel 14: Tarifele de distributie pentru 2021 vs. tarifele medii 2020 [RON/MWh]

Nivelul de tensiune	1 ian. 2020 – 15 ian. 2020 ⁶	16 ian. 2020 – 31 dec. 2020 ⁷	Tarif mediu 2020 ⁸	Tarif 2021 ⁹	Tarif 2021 vs. tarif mediu 2020
IT	16,97	16,68	16,69	18,72	12,1%
MT	37,12	36,48	36,50	38,15	4,5%
JT	126,06	123,90	124,01	127,88	3,1%
Tarif mediu⁸	117,32	111,81	112,04	118,04	5,4%

Sursa: ANRE, Electrica

In 2020, au fost aplicabile doua seturi de tarife de distributie, astfel: tarifele aplicabile in perioada 1 ianuarie – 15 ianuarie 2020 - transmise de ANRE prin ordine in decembrie 2019, aceste tarife includ contributia datorata catre ANRE la nivelul de 2% din cifra de afaceri; tarifele aplicabile in perioada 16 ianuarie – 31 decembrie 2020 - transmise de ANRE, in urma aplicarii OUG nr. 1/2020 prin care contributia datorata catre ANRE este redusa de la 2% la 0,2%.

Tariful mediu din 2021 inregistreaza o crestere de 5,4% comparativ cu 2020, detaliata pe niveluri de tensiune astfel: pe joasa tensiune – 3,1%, pe medie tensiune – 4,5% si pe inalta tensiune – 12,2%; evolutia tarifelor este impactata atat de cantitatea distribuita in anii analizati, cat si de nivelul de tensiune analizat (tariful de distributie utilizat pentru determinarea veniturilor se calculeaza prin insumarea tarifelor specifice pentru fiecare nivel de tensiune).

CPT**Tabel 15: CPT**

Pierderi in retea	Realizat 2020	Reglementat 2021	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
Cantitate necesara CPT (MWh)	788.644	792.944	766.347	-2,8%
Pret mediu de achizitie (RON/MWh) ¹⁰	328.19	307,32	325.52	-0,8%

Sursa: Electrica

Tabel 16: Evolutia CPT [%]

Nivel de tensiune	Realizat 2020	Reglementat 2021	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
IT	0,96%	0,93%	0,93%	-3,5%
MT	4,84%	4,77%	4,77%	-1,4%
JT	12,77%	12,52%	12,52%	-1,9%
Total	10,84%	10,18%	10,11%	-6,7%

Sursa: Electrica

⁶ Ordin ANRE nr. 227/16 decembrie 2019⁷ Ordin ANRE nr. 7/15 ianuarie 2020⁸ Tariful mediu este calculat ca raportul dintre valoarea venitului din distributia de energie si cantitatea de energie distribuita aferenta perioadei indicate (pe niveluri de tensiune, unde e cazul, este calculat tariful mediu specific)⁹ Ordin ANRE nr. 220/9 decembrie 2020¹⁰ Pretul mediu de achizitie este calculat ca raportul dintre cheltuiala cu achizitia energiei necesare pentru acoperirea CPT minus veniturile din vanzarea energiei pe PE/PZU si cantitatea de energie necesara pentru CPT

CAPEX

Tabel 17: Programul de investitii [mil. RON]

Investitii	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
Program de investitii	188,5	202,2	7,3%
Puneri in functiune (termeni nominali)	214,7	212,1*	-1,2%

Sursa: Electrica

*Planul pentru 2021 include si lucrari de investitii reportate in valoare de 8,4 mil. RON, nerealizate in 2020

4.2.1. Aspecte de reglementare

In continuare sunt detaliate principalele elemente ce intra in aria analizei de reglementare, si care au impact in bugetul anului, precum si eventualele diferente dintre valorile aprobate de ANRE si valorile bugetate pentru serviciul de distributie pentru anul 2021.

Veniturile din energia electrica distribuita

Cantitatea de energie electrica estimata a fi distribuita in 2021 este mai mica decat cea aprobata de ANRE cu 40 GWh, deviatia fiind generata doar de nivelul de JT, unde este inregistrat si cel mai mare tarif de distributie. Astfel, in conditiile existente, deviatia neta se asteapta sa genereze o corectie viitoare pozitiva de **7.362 mii RON**.

Venituri din energia reactiva

Au fost bugetate pentru 2021 venituri din energia reactiva cu **14.319 mii RON** mai mari decat valoarea inclusa in corectiile efectuate de ANRE ex-ante; in conditiile existente, aceasta diferenta va fi corectata nefavorabil in tarifele anului 2023.

Veniturile din recalculari/recuperari de energie electrica

Intrucat sunt estimate valori semnificative pentru veniturile din recuperari de energie electrica, in conditiile actuale, valoarea acestora de aprox. **4.770 mii RON** este posibil sa influenteze nefavorabil tarifele anului 2023, prin corectii.

Cheltuielile cu energia necesara pentru acoperirea CPT

Valoarea bugetata este de 249.463 mii RON, fiind determinata pe baza cantitatii de 766 GWh si a unui pret mediu de achizitie de 325,52 RON/MWh.

Deviatia de pret de achizitie de 18,21 RON/MWh, comparativ cu pretul aprobat de ANRE de 307,32 RON/MWh, genereaza o depasire de 14.437 mii RON fata de valorile ANRE, iar deviatia de cantitate de 27 GWh, fata de cantitatea reglementata de 793 GWh, genereaza un impact pozitiv de 8.658 mii RON, depasirea neta fiind astfel de **5.779 mii RON**.

Considerand ipotezele de buget si metodologia in vigoare, impactul nefavorabil al deviatiei de pret poate fi recuperat cel putin partial prin tarifele anului 2022 sau 2023, prin recunoasterea de catre ANRE a diferentei dintre pretul obtinut de OD si pretul aprobat de catre ANRE, reprezentand un impact favorabil estimat in valoare de cel mult 14.437 mii RON.

OPEX controlabil (costuri de operare si mentenanta)

Valoarea bugetata pentru cheltuielile de operare si mentenanta aferente serviciului de distributie, ce sunt supuse eficientei, este de 86.567 mii RON, din care costuri de operare in valoare de 65.366 mii RON si costuri cu mentenanta pentru RED de 21.201 mii RON, fiind in linie cu valorile aprobate de ANRE.

OPEX necontrolabil

Valoarea bugetata pentru activitatea reglementata este de 7.207 mii RON; deviatia estimata de **997 mii RON** comparativ cu valorile ANRE, de 6.209 mii RON, va impacta negativ tarifele din anii viitori.

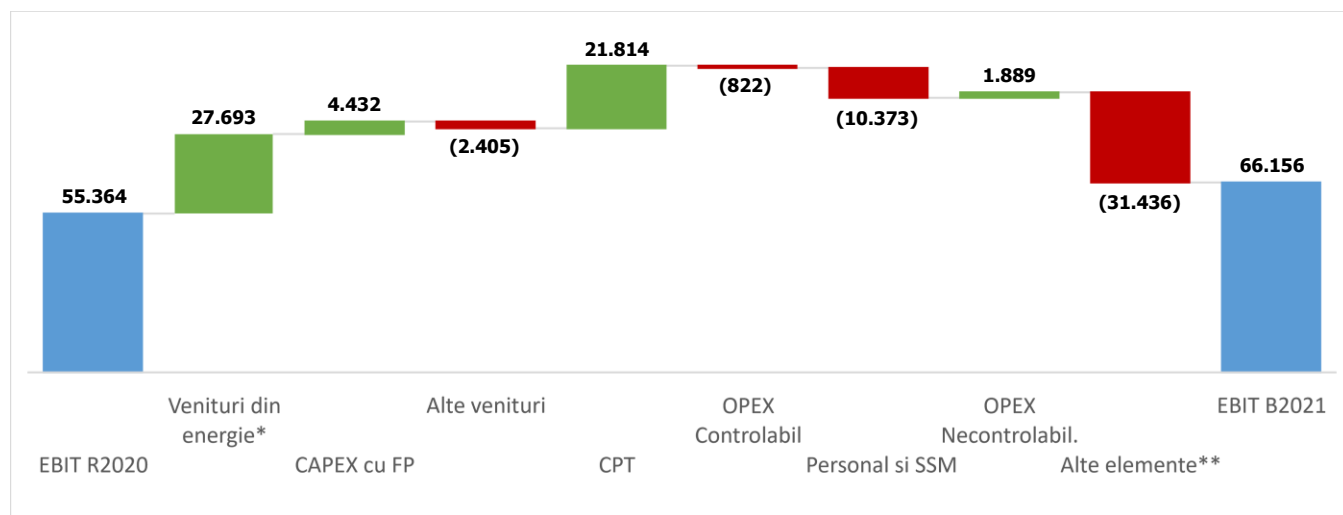
4.2.2. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020

Tabel 18: Venituri si cheltuieli B2021 vs. R2020 [mii RON]

Descriere	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 [%]
Venituri din distributia de energie	647.089	686.514	39.425	6,1%
Alte venituri din energie	55.220	43.488	(11.732)	-21,2%
Venituri din CAPEX cu forte proprii	24.976	29.408	4.432	17,7%
Alte venituri din exploatare	53.607	51.202	(2.405)	-4,5%
Costuri cu CPT	(272.985)	(251.171)	21.814	-8,0%
OpeX controlabil supus eficientei, din care:	(104.954)	(105.775)	(822)	0,8%
<i>Costuri de operare</i>	<i>(88.166)</i>	<i>(84.574)</i>	<i>3.591</i>	<i>-4,1%</i>
<i>Intretinere si reparatii</i>	<i>(16.788)</i>	<i>(21.201)</i>	<i>(4.413)</i>	<i>26,3%</i>
Costuri legate de personal	(199.821)	(209.356)	(9.535)	4,8%
Costuri cu securitatea si medicina muncii	(3.272)	(4.110)	(838)	25,6%
OPEX Necontrolabil	(9.444)	(7.555)	1.889	-20,0%
Venituri din subventii pentru investitii	27.248	27.953	705	2,6%
Elemente nemonetare	(152.991)	(184.105)	(31.114)	20,3%
Alte cheltuieli	(9.310)	(10.337)	(1.028)	11,0%
EBIT	55.364	66.156	10.792	19,5%

Sursa: Electrica

Fig. 2: Analiza EBIT B2021 – R2020 [mii RON]



Sursa: Electrica

*Veniturile din energie cuprind veniturile din distributia de energie si alte venituri din energie

**Alte elemente cuprind: veniturile din subventii pentru investitii, elemente nemonetare si alte cheltuieli

La nivelul EBIT, MN a estimat o crestere de **10.792 mii RON**, comparativ cu EBIT realizat in 2020.

Cele mai importante influente provin din:

- Venituri din energie +27.693 mii RON;
- Cheltuiala cu achizitia de energie pentru acoperirea CPT +21.814 mii RON;
- Cheltuiala cu personalul si SSM -10.373 mii RON;
- Alte elemente -31.436 mii RON.

Venituri din distributia de energie: variatie pozitiva de **39.425 mii RON**, fiind efectul cumulat al cresterii tarifelor de distributie si al cresterii cantitatii estimate a fi distribuita, astfel:

- tariful de distributie: impact pozitiv estimat de 31.838 mii RON, datorita cresterii tarifului de distributie in medie cu 5,4%, fiind inregistrate majorari semnificative ale tarifului cumulat pe toate nivelurile de tensiune: IT - 12,1%, MT - 6,9% si JT - 4,3%;
- cantitatea distribuita: impact pozitiv estimat de 7.587 mii RON, ca urmare a majorarii volumelor in medie cu 0,7%.

Alte venituri din energie: este estimata o variatie negativa de **11.732 mii RON**, in principal ca urmare a reducerii veniturilor din vanzarea de energie pe PE/PZU.

Veniturile aferente CAPEX cu forte proprii au rolul de a acoperi cheltuielile realizate pentru lucrarile de investitii cu forte proprii, astfel incat impactul net in bugetul anului 2021 este nul. Acestea au fost majorate cu **4.432 mii RON**, corelate cu obiectivele de investitii stabilite in planul pentru 2021.

Alte venituri din exploatare sunt estimate sa scada cu **2.405 mii RON**, in principal din reducerea veniturilor din inchirierea stalpilor.

Costuri cu CPT – scadere estimata a cheltuielilor cu energia necesara pentru acoperirea CPT de **21.814 mii RON**, fiind efectul cumulat al factorilor de mai jos:

- impact pozitiv de 7.308 mii RON, ca urmare a reducerii cantitatii de energie electrica necesara pentru acoperirea CPT cu 22,3 GWh;
- scadere de 14.506 mii RON, ca rezultat al reducerii pretului de achizitie a energiei electrice cu 5,3%, la 327,8 RON/MWh, fata de cel realizat in 2020, de 346,1 RON/MWh.

Pretul de achizitie a energiei electrice a fost estimat conform ipotezelor prezentate, pe baza energiei deja contractate si a estimarii preturilor de achizitie pe pietele forward, spot si echilibrare pentru cantitatea ramasa de achizitionat.

Pentru **OPEX controlabil** a fost bugetata o crestere de **822 mii RON**, factorii principali fiind prezentati in continuare.

a) *Costurile de operare*

mii RON	R2020	B2021	VAR	VAR [%]
Serviciul de distributie	72.705	65.366	(7.339)	-10,1%
Costuri aferente CAPEX cu forte proprii	10.897	11.909	1.012	9,3%
Alte activitati*	4.563	7.299	2.735	59,9%
Total	88.166	84.574	(3.591)	-4,1%

Sursa: Electrica

*alte activitati (reglementate si nereglementate), in afara de serviciul de distributie

Costurile de operare se asteapta sa inregistreze o scadere estimata la **3.591 mii RON**, sau **4,1%**, variatia pe categorii de cheltuieli fiind detaliata mai jos:

- pentru costurile de operare aferente serviciului de distributie este bugetata o reducere de 7.339 mii RON, cele mai semnificative variatii fiind aferente cheltuielilor cu transportul, cu paza, precum si a celor cu utilitatile;
- pentru cheltuielile aferente lucrarilor de investitii cu forte proprii (materiale, inchirierea si transportul utilajelor si servicii auto necesare), ce nu au impact in rezultatul estimat al anului 2021, a fost planificata o crestere de 1.012 mii RON fata de anul 2020;
- costurile de operare aferente altor activitati sunt estimate sa se majoreze cu aprox. 2.735 mii RON, in principal din evolutia cheltuielilor cu serviciile auto.

b) Costurile cu intretinerea si reparatiile

Costurile cu intretinerea si reparatiile sunt estimate a creste cu **4.413 mii RON**, in principal din majorarea nivelului serviciilor prestate de terti, pentru a realiza lucrarile de mentenanta planificate pentru 2021.

Costuri cu personalul: se estimeaza o crestere de **9.535 mii RON**, sau 4,8%, in principal ca urmare a implementarii noilor modificari ale CCM ce cuprind cresteri salariale, majorarea anumitor beneficii acordate angajatilor etc.

Costurile cu SSM sunt bugetate la nivelul valorii aprobate de ANRE pentru serviciul de distributie, reprezentand 92% din valoarea totala a cheltuielii de **4.110 mii RON**.

OPEX necontrolabil: este estimata o reducere de **1.889 mii RON**, in principal in urma costurilor cu forta majora ce au afectat anul 2020.

Elemente nemonetare: variatie negativa estimata de **31.114 mii RON**, in principal din:

- efectul majorarii cheltuielilor cu amortizarea imobilizarilor cu aprox. 8,1%, sau 11.681 mii RON;
- variatiei de la an la an a modificarii nete a provizioanelor, ce genereaza un impact negativ de 20.990 mii RON; au fost incluse in buget doua provizioane semnificative, pentru obligatii fiscale ramase de platit (sume accesorii) in litigiu cu ANAF si pentru un alt litigiu;
- impact favorabil de 2.312 mii RON, din variatia ajustarilor pentru imobilizari corporale si a ajustarilor pentru active circulante.

Alte cheltuieli: este estimata o crestere de **1.028 mii RON**, in principal ca urmare a includerii in buget a unor cheltuieli generate de fuziune.

4.3. TS

Mai jos sunt prezentati principalii indicatori ai TS din bugetul anului 2021, si evolutia acestora comparativ cu realizarile anului 2020.

Distributia de energie

Evolutia cantitatilor distribuite si a tarifelor pentru 2021 este urmatoarea:

Tabel 19: Cantitati distribuite [MWh]

Nivelul de tensiune	Realizat 2020	Reglementat 2021	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
IT	1.017.717	1.032.000	1.032.000	1,4%
MT	2.527.354	2.545.000	2.545.000	0,7%
JT	2.639.859	2.664.500	2.676.102	1,4%
Total	6.184.931	6.241.500	6.253.102	1,1%

Sursa: Electrica

Tabel 20: Tarife de distributie pentru 2021 vs. tarifele medii 2020 [RON/MWh]

Nivelul de tensiune	1 ian. 2020 – 15 ian. 2020 ¹¹	16 ian. 2020 – 31 dec. 2020 ¹²	Tarif mediu ¹³ 2020	Tarif 2021 ¹⁴	Tarif 2021 vs. tarif mediu 2020
IT	20,69	20,31	20,32	22,23	9,4%
MT	41,80	41,03	41,06	45,24	10,2%
JT	106,52	104,56	104,67	111,31	6,3%
Tarif mediu¹³	105,72	99,00	99,30	107,64	8,4%

Sursa: ANRE, Electrica

In 2020, au fost aplicabile doua seturi de tarife de distributie, astfel: tarifele aplicabile in perioada 1 ianuarie – 15 ianuarie 2020 - transmise de ANRE prin ordine in decembrie 2019, aceste tarife includ contributia datorata catre ANRE la nivelul de 2% din cifra de afaceri, tarifele aplicabile in perioada 16 ianuarie – 31 decembrie 2020 - transmise de ANRE, in urma aplicarii OUG nr. 1/2020 prin care contributia datorata catre ANRE este redusa de la 2% la 0,2%.

Tariful mediu in 2021 este mai mare cu 8,4% comparativ cu cel mediu din 2020, inregistrandu-se cresteri pe toate nivelurile de tensiune, astfel: 9,4% pe IT, 10,2% pe MT si 6,3% pe JT; evolutia tarifelor este impactata atat de cantitatea distribuita in anii analizati, cat si de nivelul de tensiune analizat (tariful de distributie utilizat pentru determinarea veniturilor se calculeaza prin insumarea tarifelor specifice pentru fiecare nivel de tensiune).

CPT

Tabel 21: CPT

Pierderi in retea	Realizat 2020	Reglementat 2021	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
Cantitate necesara CPT (MWh)	692.553	716.255	671.174	-3,1%

¹¹ Ordin ANRE nr. 227/16 decembrie 2019

¹² Ordin ANRE nr. 9/15 ianuarie 2020

¹³ Tariful mediu este calculat ca raportul dintre valoarea venitului din distributia de energie si cantitatea de energie distribuita aferenta perioadei indicate (pe niveluri de tensiune, unde e cazul, este calculat tariful mediu specific)

¹⁴ Ordin ANRE nr. 222/9 decembrie 2020

Pierderi in retea	Realizat 2020	Reglementat 2021	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
Pret mediu de achizitie (RON/MWh) ¹⁵	310,44	307,92	325,68	4,9%

Sursa: Electrica

Tabel 22: Evolutia CPT [%]

Nivel de tensiune	Realizat 2020	Reglementat 2021	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
IT	0,95%	0,94%	0,94%	-2,0%
MT	3,65%	3,64%	3,64%	-0,4%
JT	13,53%	13,03%	13,03%	-3,7%
Total	9,63%	8,97%	8,97%	-6,9%

Sursa: Electrica

Tinta de CPT procentual inclusa in bugetul anului 2021 este in linie cu tinta de CPT aprobata de ANRE.

CAPEX

Tabel 23: Programul de investitii [mil. RON]

Investitii	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020 [%]
Program de investitii	185,6	226,6	22,0%
Puneri in functiune (termeni nominali)	204,3	227,7	11,4%

Sursa: Electrica

**Planul pentru 2021 include si lucrari de investitii reportate in valoare de 1 mil. RON, nerealizate in 2020*

4.3.1. Aspecte de reglementare

In continuare sunt detaliate principalele elemente ce intra in aria analizei de reglementare si care au impact in bugetul anului, precum si eventualele diferente dintre valorile aprobate de ANRE si valorile bugetate pentru serviciul de distributie pentru anul 2021.

Veniturile din energia electrica distribuita

Cantitatea de energie electrica estimata a fi distribuita in 2021 este mai mare decat cea aprobata de ANRE cu 12 GWh, deviatia fiind generata doar de nivelul de JT, unde este inregistrat si cel mai mare tarif de distributie. Astfel, in conditiile existente, deviatia neta se asteapta sa genereze o corectie viitoare negativa de **2.074 mii RON**.

Venituri din energia reactiva

Au fost bugetate pentru 2021 venituri din energia reactiva cu **955 mii RON** mai mari decat valoarea inclusa in corectiile efectuate de ANRE ex-ante; in conditiile existente, aceasta diferenta va fi corectata nefavorabil in tarifele anului 2023.

Veniturile din recalculari/recuperari de energie electrica

Pentru veniturile din recalculari/recuperari de energie electrica este inclusa in buget valoarea de 1.901 mii RON; in conditiile actuale, aceasta valoare este posibil sa influenteze nefavorabil tarifele anului 2023, prin corectii.

¹⁵ Pretul mediu de achizitie este calculat ca raportul dintre cheltuiala cu achizitia energiei necesare pentru acoperirea CPT minus veniturile din vanzarea energiei pe PE/PZU si cantitatea de energie necesara pentru CPT

Cheltuielile cu energia necesara pentru acoperirea CPT

Valoarea bugetata este de 218.587 mii RON, fiind determinata pe baza cantitatii de 671 GWh si a unui pret mediu de achizitie de 325,68 RON/MWh.

Deviatia de pret de achizitie de 17,76 RON/MWh, comparativ cu pretul aprobat de ANRE de 307,92 RON/MWh, genereaza o depasire de 12.719 mii RON fata de valorile ANRE, iar deviatia de cantitate de 45 GWh, fata de cantitatea reglementata de 716 GWh, genereaza un impact pozitiv de 14.682 mii RON, economia neta fiind astfel de **1.963 mii RON**.

Considerand ipotezele de buget prezentate mai sus si metodologia in vigoare, impactul nefavorabil al deviatiei de pret poate fi recuperat, cel putin partial, prin tarifele anului 2022 sau 2023, prin recunoasterea de catre ANRE a diferentei dintre pretul obtinut de OD si pretul aprobat de catre ANRE, reprezentand un impact favorabil estimat in valoare de cel mult 12.719 mii RON.

OPEX controlabil (costuri de operare si mentenanta)

Valoarea bugetata pentru cheltuielile de operare si mentenanta aferente serviciului de distributie, ce sunt supuse eficientei, este de 66.316 mii RON, din care costuri de operare in valoare de 51.581 mii RON si costuri cu mentenanta pentru RED de 14.735 mii RON, fiind in linie cu valorile aprobate de ANRE.

OPEX necontrolabil

Valoarea bugetata pentru activitatea reglementata este de 6.799 mii RON, fiind in linie cu valorile aprobate de ANRE.

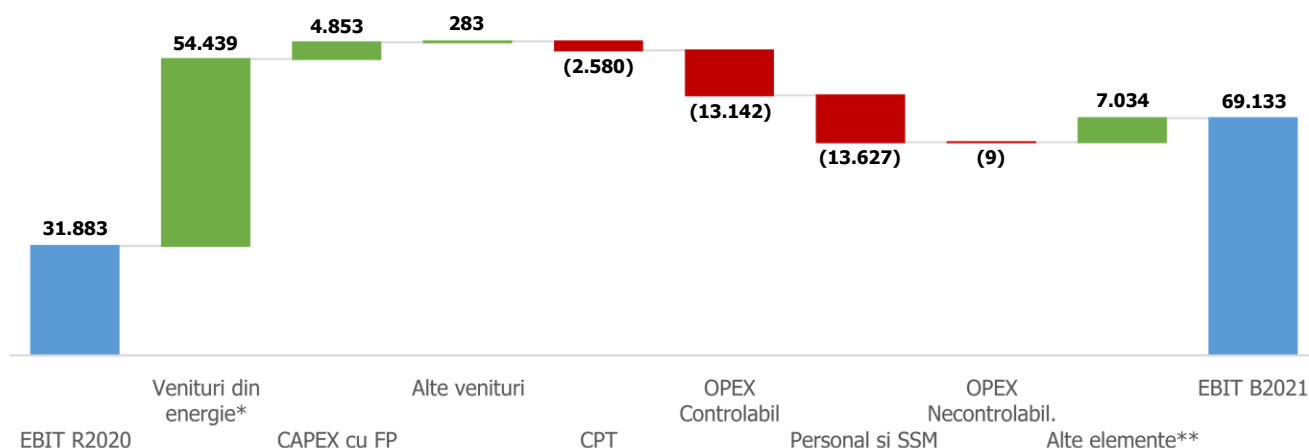
4.3.2. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020

Tabel 24: Venituri si cheltuieli B2021 vs. R2020 [mii RON]

Descriere	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 [%]
Venituri din distributia de energie	614.155	673.086	58.931	9,6%
Alte venituri din energie	37.014	32.522	(4.492)	-12,1%
Venituri din CAPEX cu forte proprii	42.883	47.736	4.853	11,3%
Alte venituri din exploatare	37.571	37.854	283	0,8%
Costuri cu CPT	(217.503)	(220.083)	(2.580)	1,2%
Opex controlabil supus eficientei, din care:	(100.133)	(113.275)	(13.142)	13,1%
<i>Costuri de operare</i>	<i>(86.743)</i>	<i>(98.540)</i>	<i>(11.797)</i>	<i>13,6%</i>
<i>Intretinere si reparatii</i>	<i>(13.390)</i>	<i>(14.735)</i>	<i>(1.345)</i>	<i>10,0%</i>
Costuri legate de personal	(208.974)	(223.587)	(14.612)	7,0%
Costuri cu securitatea si medicina muncii	(8.291)	(7.306)	985	-11,9%
OPEX Necontrolabil	(6.958)	(6.967)	(9)	0,1%
Venituri din subventii pentru investitii	32.441	34.902	2.461	7,6%
Elemente nemonetare	(182.241)	(174.978)	7.263	-4,0%
Alte cheltuieli	(8.081)	(10.771)	(2.690)	33,3%
EBIT	31.883	69.133	37.251	116,8%

Sursa: Electrica

Fig. 3: Analiza B2021 – R2020 [mii RON]



Sursa: Electrica

*Veniturile din energie cuprind veniturile din distributia de energie si alte venituri din energie

**Alte elemente cuprind: veniturile din subventii pentru investitii, elemente nemonetare si alte cheltuieli

La nivelul EBIT, TS a estimat o crestere de **37.251 mii RON**, comparativ cu EBIT realizat in anul 2020.

Cele mai importante influente provin din:

- Venituri din energie +54.439 mii RON;
- OPEX Controlabil -13.142 mii RON;
- Costuri de personal si SSM -13.627 mii RON.

Venituri din distributia de energie: variatie pozitiva de **58.931 mii RON**, fiind efectul cumulat al cresterii cantitatii estimate a fi distribuita si tarifelor de distributie, astfel:

- tariful de distributie: impact pozitiv de 51.533 mii RON; tariful de distributie se estimeaza sa creasca fata de cel din anul 2020 in medie cu 8,4%, inregistrand urmatoarele variatii pe niveluri de tensiune: pe inalta tensiune +9,4%, medie tensiune +9,9% si pe joasa tensiune +7,7%;
- cantitatea distribuita: impact pozitiv estimat de 7.398 mii RON, ca urmare a majorarii volumelor in medie cu 1,1%.

Variatia cantitatii distribuite este generata de evolutia crescatoare a produsului intern brut in zona de centru a tarii, precum si de aparitia unor consumatori noi sau finalizarea unor lucrari aflate in derulare.

Alte venituri din energie: este estimata o variatie negativa de **4.492 mii RON**, in principal ca urmare a reducerii veniturilor din energia reactiva (3.641 mii RON) si a celor din vanzarea de energie pe PE/PZU (1.011 mii RON).

Veniturile aferente CAPEX cu forte proprii au rolul de a acoperi cheltuielile realizate pentru lucrarile de investitii cu forte proprii, astfel incat impactul net in bugetul anului 2021 este 0. Acestea au fost majorate cu **4.853 mii RON**, avand in vedere obiectivele de investitii stabilite in planul pentru 2021.

Costuri cu CPT – majorare estimata a cheltuielilor cu energia necesara pentru acoperirea CPT de **2.580 mii RON**, fiind efectul cumulata al factorilor de mai jos:

- scadere de 7.010 mii RON, ca urmare a reducerii cantitatii de energie electrica necesara pentru acoperirea CPT cu 21,4 GWh;
- crestere de 9.590 mii RON, ca rezultat al majorarii pretului de achizitie a energiei electrice cu 4,4%, la 327,9 RON/MWh, fata de cel realizat in 2020, de 314,1 RON/MWh.

Pretul de achizitie a energiei electrice a fost estimat conform ipotezelor prezentate, pe baza energiei deja contractata si a estimarii preturilor de achizitie pe pietele forward, spot si echilibrare pentru cantitatea ramasa de achizitionat.

OPEX controlabil – crestere estimata de **13.142 mii RON**, factorii principali fiind prezentati in continuare.

a) Costurile de operare

mii RON	R2020	B2021	VAR (RON)	VAR (%)
Serviciul de distributie	56.586	51.581	(5.004)	-8,8%
Costuri aferente CAPEX cu forte proprii	24.741	31.908	7.167	29,0%
Alte activitati*	5.416	15.051	9.635	177,9%
Total	86.743	98.540	11.797	13,6%

Sursa: Electrica

*alte activitati (reglementate si nereglementate), in afara de serviciul de distributie

Costurile de operare sunt estimate sa creasca cu **11.797 mii RON**, variatia pe categorii de cheltuieli fiind detaliata mai jos:

- costurile de operare aferente serviciului de distributie au fost planificate sa scada cu 5.004 mii RON, pentru a se incadra in valorile aprobate de ANRE, reducerile cele mai semnificative fiind aferente cheltuielilor cu servicii auto;
- pentru cheltuielile aferente lucrarilor de investitii cu forte proprii (materiale si inchirierea si transportul utilajelor si servicii auto necesare), ce nu au impact in rezultatul net estimat al anului 2021, a fost planificata o crestere de 7.167 mii RON fata de anul 2020;
- costurile de operare aferente altor activitati cresc cu aprox. 9.635 mii RON, crestere generata in special de proiectele si contractele existente in derulare sau care vor fi initiate in anul 2021 si pentru care exista o probabilitate ridicata de a nu fi recunoscute de ANRE.

b) Costurile cu intretinerea si reparatiile

Costurile cu intretinerea si reparatiile sunt planificate sa creasca cu **1.345 mii RON** in 2021, pentru a respecta valorile reglementate, crestere determinata de serviciile necesare mentinerii in stare buna a retelei electrice de distributie (servicii de defrisare vegetatie, asfaltari etc).

Costuri cu personalul - se estimeaza o crestere de **14.612 mii RON**, sau 7%, in principal ca urmare a majorarii numarului de angajati si a implementarii noilor modificari ale CCM ce cuprind crestere salariale, majorarea anumitor beneficii acordate angajatilor etc.

Costurile cu SSM sunt bugetate la nivelul valorii aprobate de ANRE pentru serviciul de distributie, reprezentand 90% din valoarea totala a cheltuielii de **7.306 mii RON**.

Pentru **OPEX necontrolabil** este bugetata valoarea de **6.967 mii RON**, aproximativ la nivelul anului 2020, fiind estimata doar o usoara crestere de 0,1%.

Elemente nemonetare: variatie pozitiva estimata de **7.263 mii RON**, in principal din:

- impactul pozitiv al reducerii cheltuielii cu amortizarea imobilizarilor cu aprox. 7,3%, sau 13.712 mii RON;
- variatia negativa a ajustarilor de valoare a imobilizarilor corporale, de 8.972 mii RON, intrucat in 2020 a fost recunoscut impactul pozitiv al reevaluarii mijloacelor fixe, efect ce nu se reflecta si in 2021;
- variatiei pozitive a modificarilor nete a provizioanelor, de 2.913 mii RON.

Alte cheltuieli: este estimata o crestere de **2.690 mii RON**, in principal ca urmare a includerii in buget a unor cheltuieli generate de fuziune.

5. Electrica Furnizare (EFSA)

5.1 Ipoteze BVC 2021

■ Energie electrica - Segmentul serviciu universal si FUI

Context

Ordinul ANRE nr. 5/2021 privind *modificarea Ordinului ANRE nr. 171/2020 pentru aprobarea conditiilor de furnizare a energiei electrice de catre furnizorii de ultima instanta*, aduce urmatoarele modificari:

- reducerea comerciala, egala cu diferenta dintre pretul din oferta de serviciu universal aplicabil in perioada 1 ianuarie - 30 iunie 2021 si pretul din oferta concurentiala, prevazuta in reglementarea anterioara pentru perioada 1 ianuarie 2021 si pana la cel putin 30 iunie 2021, a devenit optionala in raporturile contractuale dintre FUI si clientii casnici;
- introducerea unor noi obligatii de informare de catre FUI a clientilor casnici din portofoliul propriu, astfel:
 - a) pana la data de 30 iunie 2021, odata cu fiecare factura emisa, o informare referitoare la eliminarea tarifelor reglementate, precum si un formular de selectie a ofertei, in forma stabilita de ANRE, care sa contina oferta concurentiala cu valoarea cea mai mica, o oferta concurentiala alternativa si oferta de serviciu universal, oferte aplicabile in semestrul I 2021, precum si valoarea reducerii comerciale acordate si perioada de aplicare, daca este cazul;
 - b) in perioada 1 mai - 30 iunie 2021, lunar, o oferta concurentiala si oferta de serviciu universal, aplicabile incepand cu data de 1 iulie 2021;
 - c) in semestrul II 2021, odata cu fiecare factura emisa, o informare referitoare la eliminarea tarifelor reglementate.

Liberalizarea pietei de energie electrica a accentuat competitia intre furnizorii traditionali si alti furnizori nou intrati pe piata de energie, in sensul ofertarii masive a segmentului de clienti casnici din piata reglementata. Si in anul 2020 s-a constatat cresterea numarului de produse oferite de furnizori clientilor finali si optiunea clientilor pentru oferte ce combina energie electrica, gaz si/sau servicii cu valoare adaugata.

In prezent, EFSA este furnizor de ultima instanta pentru un numar aproximativ de 3,3 mil. clienti, asociate cu un numar de aproximativ 3,6 mil. locuri de consum.

In luna octombrie a anului 2020, in contextul liberalizarii pietei de energie electrica, ANRE a aprobat un nou Regulament de desemnare a furnizorilor de ultima instanta de energie electrica (Ordinul ANRE nr. 188/2020), prin care au fost eliminate notiunile de FUI obligat si FUI optional si au fost introduse noi principii de desemnare si selectare a FUI.

Astfel, FUI sunt desemnati de ANRE pe baza de disponibilitate si indeplinirea unor conditii de eligibilitate, care nu se refera insa si la capabilitate, pe perioada nedeterminata, incepand cu 1 ianuarie 2021, pentru a presta serviciile la nivel national.

Desemnarea in calitatea de FUI la nivel national atrage obligatia de a avea disponibile oferte de pret pentru toate zonele de retea.

FUI au obligatia de a asigura serviciul universal (SU) clientilor care beneficiaza de acest drept ¹⁶, respectiv furnizarea in regim de ultima instanta (UI) clientilor care nu mai au asigurata alimentarea din nicio alta sursa intrucat furnizorul actual nu mai poate presta serviciul din diferite considerente (i.e. faliment, suspendare licenta etc.), precum si, la cerere, celor carora le-a incetat contractul cu furnizorul actual si nu au incheiat un contract cu un alt furnizor. In cazul in care clientii ajung in situatia de a fi preluati in regim de UI, FUI care ii va prelua este selectat de ANRE pe baza celui mai mic pret in zona de retea respectiva.

In baza acestui Regulament, EFSA a fost desemnata FUI pe perioada nedeterminata (Decizia ANRE nr. 2123/18), alaturi de alti cinci furnizori. Orice alt furnizor poate, in orice moment, solicita ANRE desemnarea ca FUI.

EFSA inregistreaza costuri de furnizare ce includ in principal costuri cu personalul, costuri de facturare si incasare a consumului de energie electrica, cu incheierea contractelor, cu informarea clientilor si costuri legate de dezvoltarea, adaptarea si intretinerea sistemelor informatice de gestiune a clientilor.

Ipoteze

- Prognozele de vanzare pentru acest segment au fost stabilite pe baza istoricului de consum pentru clientii din portofoliu.
- Volumele estimate a fi vandute in 2021 pentru aceasta categorie sunt mai mici fata de volumele vandute in 2020, in principal determinate de gradul de migrare estimat, generat de efectele aplicarii Ordinului ANRE nr. 5/2021, in special pe seama migrarii catre oferte concurentiale din portofoliul EFSA.
- Pretul mediu de vanzare pentru categoria clientilor beneficiari de SU este deja stabilit pentru semestrul I al anului 2021, iar pentru semestrul II 2021 este estimat functie de costurile estimate de achizitie a energiei electrice si respectiv costurile de furnizare pentru perioada respectiva.

■ Energie electrica - Segmentul concurential

Context

- Tranzactionarea pe piata concurentiala en-gross este transparenta, publica, centralizata si nediscriminatorie si se deruleaza pe platformele OPCOM.
- In piata concurentiala furnizarea energiei electrice pe piata cu amanuntul se realizeaza pe baza de contracte si preturi negociate sau prin oferte-tip ale furnizorilor, adresate unor categorii bine definite de clienti.

Ipoteze

- Se estimeaza o crestere comparativ cu anul 2020 a cantitatii de energie electrica ce urmeaza a fi furnizata clientilor eligibili.

¹⁶ Clientilor casnici si clientilor noncasnici cu un numar de salariatii mai mic de 50 si o cifra de afaceri anuala sau o valoare totala a activelor din bilantul contabil conform raportarilor fiscale anuale care nu depaseste 10 milioane de euro

- Pretul mediu de vanzare pentru categoria clientilor eligibili este estimat pe baza contractelor incheiate deja cu clientii, precum si tinand cont de evolutia estimate a pietei in general si corelat cu costul de achizitie estimat al energiei electrice si respectiv costurile de furnizare estimate.
- In vederea estimarii marjei brute medii, au fost luate in calcul elementele prezentate anterior corelate cu gradul de contractare si preturile de vanzare la clientii finali la momentul intocmirii bugetului, dar si preturi estimate de vanzare pentru volumele aditionale de contractat.

Pentru ambele segmente de piata, au fost luate in considerare cantitatile si preturile de achizitie pentru anul 2021 deja realizate conform strategiei de achizitie la care au fost adaugate cantitatile estimate ramase de achizitionat la preturi de piata prognozate pentru diferitele segmente de piata.

■ Gaze naturale

- Volumele estimate a fi vandute in 2021 sunt in crestere semnificativa fata de 2020, pana la nivelul estimat de circa 613 GWh.
- Pretul mediu de vanzare pentru gaze naturale este prognozat a ramane aproximativ in linie cu pretul practicat in 2020.

■ Produsele si serviciile cu valoare adaugata

Sunt estimate venituri din produsele si serviciile deja existente in portofoliul EFSA (pentru clientii B2B: audit energetic, compensare energie reactiva, solutii racordare retea, e-mobility, sisteme fotovoltaice, solutii de iluminat industrial eficient si inteligent si solutii complete de monitorizare consumuri energetice iar pentru B2C asistenta tehnica de urgenta, asigurare de bunuri etc.) insotite de alte produse si servicii cu valoare adaugata aflate in curs de dezvoltare care vor contribui la marja bruta in cursul anului 2021.

ELECTRICA ENERGIE VERDE 1 (EEV1)

Incepand cu septembrie 2020, EFSA a achizitionat 100% din partile sociale ale EEV1 (anterior denumita Long Bridge Millenium), aceasta operand un parc fotovoltaic cu o capacitate instalata de 7,5 MW, fiind estimate venituri din vanzarea energiei electrice produse, precum si din certificate verzi: atat din utilizarea acestora de catre EFSA, cat si din vanzarea lor de catre EEV1.

5.2. Rezultate financiare si operationale

Tabel 25: Analiza Buget 2021 vs. Realizat 2020 [mii RON]

Indicator	Realizat 2020, din care:	EFSA	EEV1	Buget 2021, din care:	EFSA	EEV1	B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 [%]
Venituri din energie electrica/gaz	4.493.499	4.491.551	1.948	4.792.592	4.789.398	3.194	299.273	6,7%
Achizitia energiei electrice/gaz	(3.984.935)	(3.984.550)	(385)	(4.387.611)	(4.387.252)	(359)	(402.856)	10,1%
Marja energie electrica/gaz	508.564	507.001	1.563	404.981	402.146	2.835	(103.583)	-20,4%
Marja CV si energie reactiva	(2.311)	(8.627)	6.316	5.969	0	5.969	8.280	-
Marja produse si servicii	160	160	-	5.287	5.287	-	5.127	3.204,4%
Marja operationala	506.413	498.533	7.880	416.237	407.433	8.804	(90.176)	-17,8%
Costuri de furnizare si alte costuri	(245.756)	(243.988)	(1.768)	(264.412)	(262.994)	(1.418)	(18.656)	7,6%

Indicator	Realizat 2020, din care:	EFSA	EEV1	Buget 2021, din care:	EFSA	EEV1	B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 [%]
Profit din alte activitati	32.789	32.734	55	4.434	4.421	13	(28.355)	-86,5%
EBITDA	293.446	287.280	6.166	156.259	148.860	7.400	(137.187)	-46,8%
Amortizare	(17.870)	(15.585)	(2.285)	(18.043)	(15.690)	(2.354)	(173)	1,0%
EBIT	275.576	271.695	3.881	138.216	133.170	5.046	(137.360)	-49,8%
Rezultat financiar	2.826	5.000	(2.174)	3.290	4.011	(721)	464	16,4%
EBT	278.401	276.695	1.706	141.506	137.181	4.325	(136.895)	-49,2%
Impozit pe profit	(43.401)	(43.401)	-	(18.346)	(17.785)	(561)	25.055	-57,7%
Rezultat net	235.000	233.294	1.706	123.160	119.396	3.764	(111.840)	-47,6%

Sursa: Electrica

Comparativ cu rezultatele anului 2020, EFSA a estimat pentru anul 2021 o scadere a EBITDA de **137.187 mii RON** si o scadere de **111.840 mii RON** a profitului net.

Cele mai importante influente provin din:

- Scadere in marja operationala: -90.176 mii RON (-17,8% an/an);
- Crestere in costuri de furnizare: +18.656 mii RON (7,6% an/an);
- Scadere in profitul din alte activitati: -28.355 mii RON (-86,5% an/an);
- Scadere in cheltuiala cu impozitul pe profit: +25.055 mii RON (-57,7% an/an).

Aceste evolutii sunt determinate in principal de efectul favorabil nerecurrent din 2020, in cuantum de 143.597 mii RON, generat de recuperarea pierderilor din achizitia de energie electrica din anii anteriori, aferente clientilor casnici reglementati, cand tarifele aprobate de ANRE nu acopereau costul efectiv realizat pentru achizitia de energie electrica pe segmentul reglementat.

Tabel 27: Variatia volumelor furnizate

Indicator	Piata concurrentiala	Piata reglementata	Total energie furnizata	Furnizare gaze naturale
Volume Buget 2021 [GWh]	4.970	4.242	9.212	613
Volume Realizat 2020 [GWh]	4.232	5.056	9.288	220
B2021 vs R2020	738	-814	-76	393
B2021 vs R2020 [%]	17%	-16%	-1%	179%

Sursa: Electrica

Costuri de furnizare – ipoteze bugetare

Costurile de furnizare bugetate cresc cu **18.656 mii RON**, respectiv cu 7,6% fata de anul anterior, cele mai importante influente provenind din:

- aparitia costurilor asociate liberalizarii totale a pietei de energie electrica, in cuantum de 16.369 mii RON ca urmare a prevederilor ordinului ANRE nr. 5/2021, reprezentand costul notificarilor lunare ale ofertelor EFSA pentru clientii care beneficiaza de Serviciul Universal, precum si alte costuri asociate acestora;
- cresterea costurilor de marketing cu 6.590 mii RON, reprezentand costuri de promovare, campanii constientizare etc.;
- cresterea costurilor cu PR si Comunicare cu 2.597 mii RON, asociate unor proiecte de rebranding si activitati din domeniu.

Profitul din alte activitati

Profitul din alte activitati este prognozat a scadea cu 28.355 mii RON fata de 2020, evolutia sa fiind in principal determinata de cresterea valorii provizioanelor pentru creante (pe fondul pandemiei de COVID-19) cu 16.688 mii RON si de scaderea profitului din activitatile diverse cu 11.850 mii RON.

Alte influente

Rezultatul financiar net este estimat sa creasca cu **464 mii RON** an/an.

Cheltuiala cu impozitul pe profit scade cu **25.055 mii RON**, fiind in linie cu evolutia profitului brut estimat pentru anul 2021.

Profitul net

Ca urmare a factorilor anterior mentionati, profitul net bugetat pentru anul 2021 este de **123.160 mii RON**, reprezentand o reducere de **111.840 mii RON** comparativ cu profitul net realizat in 2020.

6. Electrica Serv (SERV)

Ipoteze BVC 2021

Bugetul SERV pentru anul 2021 este construit in contextul fuziunii cu Servicii Energetice Muntenia realizate la 30 noiembrie 2020. Astfel, rezultatul anului 2020 include rezultatele combinate ale Electrica Serv si Servicii Energetice Muntenia pentru anul 2020.

Veniturile din activitatea principala rezulta din:

- contractele privind activitatea de inchirieri auto castigate la licitatile in cadrul grupului cu operatorul de distributie din cele trei regiuni, dar si cu EFSA;
- contractele curente privind activitatea de reparatie a echipamentelor energetice si a aparatelor de masura si control;
- contracte executate in calitate de antreprenor general;
- contracte de furnizare de produse pentru companii din cadrul grupului si din afara grupului, inclusiv furnizarea de autovehicule operationale catre compania de distributie;
- venituri din activitatea de mentenanta si reparatii prestate in afara grupului pe baza contractelor existente;
- venituri din dezvoltarea de activitati noi (montare de centrale electrice fotovoltaice, compensatoare de energie reactiva, montare de statii electrice, solutii smart metering, lucrari de constructii montaj, proiectare).

Veniturile din alte activitati cuprind venituri din inchirierea cladirilor, estimate a se obtine pe parcursul intregului an 2021, si alte venituri din exploatare in principal din vanzarea de active.

6.1. Analiza buget 2021 vs. realizat 2020

Tabel 28: Analiza B2021 vs. R2020 [mii RON]

Indicator	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 %
Venituri totale (din exploatare) din care:	154.360	184.240	29.880	19,4%
Venituri din activitatea principala	133.190	156.108	22.918	17,2%
<i>Venituri din mentenanta</i>	<i>5.001</i>	<i>3.570</i>	<i>(1.431)</i>	<i>-28,6%</i>
<i>Venituri din servicii auto</i>	<i>67.009</i>	<i>58.595</i>	<i>(8.414)</i>	<i>-12,6%</i>

Indicator	Realizat 2020	Buget 2021	B2021 vs. R2020	B2021 vs. R2020 %
Venituri din subcontractari	15.617	7.547	(8.070)	-51,7%
Venituri din vanzare auto + materiale	32.712	22.702	(10.010)	-30,6%
Venituri din dezvoltare activitati noi	192	8.844	8.652	4506,3%
Venituri din lucrari	12.216	54.450	42.234	345,7%
Alte venituri	443	400	(43)	-9,7%
Venituri din alte activitati	21.170	28.132	6.962	32,9%
Venituri din chirii	13.507	16.485	2.978	22,0%
Alte venituri	1.375	122	(1.253)	-91,1%
Venituri din subcontractari	689	4.290	3.601	522,6%
Venituri din vanzare active SEM si SERV	5.599	7.235	1.636	29,2%
Cheltuieli din exploatare	(165.622)	(180.392)	(14.770)	8,9%
Cheltuieli cu salarii si alte beneficii, din care:	(39.710)	(54.474)	(14.764)	37,2%
Cheltuieli de personal	(36.197)	(50.650)	(14.453)	39,9%
Cheltuieli cu plati compensatorii pentru reducerea de personal	(3.513)	(3.824)	(311)	8,9%
Cheltuiala cu materiale si materii prime	(16.527)	(30.735)	(14.208)	86,0%
Amortizarea imobilizarilor	(9.129)	(11.561)	(2.432)	26,6%
Alte cheltuieli	(100.256)	(83.622)	16.634	-16,6%
Profit Operational	(11.262)	3.848	15.110	134,2%
Rezultatul financiar	1.565	1.111	(454)	-29,0%
Profit brut	(9.697)	4.959	14.656	151,1%
Impozit pe profit	(263)	(827)	(564)	214,4%
Profit net	(9.960)	4.132	14.092	141,5%

Sursa: Electrica

Venituri

SERV estimeaza **venituri totale** in valoare de **184.240 mii RON**, reprezentand o reducere de 15,5% fata de veniturile realizate in anul 2020.

Veniturile din activitatea principala bugetate pentru anul 2021, in suma de **156.108 mii RON** se compun din:

- 58.595 mii RON, venituri din activitatea auto, conform contractelor castigate la licitatiile in cadrul grupului cu operatorul de distributie, si catre EFSA, in scadere cu 8.414 mii RON comparativ cu anul 2020;
- 54.450 mii RON, venituri in relatie cu terti, din lucrari de mentenanta, investitii si constructii montaj, crestere de 345,7%;
- 22.702 mii RON, venituri din vanzarea de echipamente catre compania de distributie si terte parti conform contractelor existente si potentiale;
- 11.517 mii RON, venituri din lucrari de proiectare, mentenanta si de investitii pentru societatea de distributie, servicii subcontractate la terte parti, si, de asemenea, din reparatia echipamentelor si alte lucrari de mentenanta conform contractelor existente;
- 8.844 mii RON, venituri din dezvoltarea de produse noi in colaborare cu EFSA.

Veniturile din alte activitati, estimate pentru anul 2021 in suma de **28.132 mii RON**, se compun in principal din:

- 16.485 mii RON venituri din inchirierea cladirilor catre filialele din cadrul grupului si terte parti;
- 7.235 mii RON venituri din vanzare de active;
- 4.290 mii RON venituri din servicii subcontractate la terte parti – reflectate si in costuri, fara influente asupra rezultatului anului.

Cheltuieli din exploatare

Salarii si alte beneficii ale angajatilor

Valoarea estimata pentru anul 2021 pentru cheltuielile cu salariile si alte beneficii ale angajatilor este de **54.474 mii RON**, reprezentand o crestere de 14.764 mii RON sau 37,2%, comparativ cu anul 2020.

Aceasta evolutie este determinata de cresterea numarului de salariati cu 262, in urma fuziunii cu SEM de la sfarsitul lunii noiembrie 2020, pentru care s-a inregistrat o majorare a salariilor de baza in scopul mentinerii veniturilor nete in contextul pierderii facilitatii fiscale anterioare, aplicabile activitatii de constructii.

De asemenea, este prevazuta in buget si suma de 3.824 mii RON, reprezentand plati compensatorii aferente unui program de reducere a numarului de personal.

Numarul de personal estimat la 31 decembrie 2021 este de **587** angajati, inregistrand o reducere de 9,3%, comparativ cu **694** angajati la 31 decembrie 2020.

Cheltuiala cu materiale si materii prime

Pentru cheltuielile cu materialele si materiile prime a fost prevazuta o crestere in anul 2021 de **14.208 mii RON**, la valoarea de 30.735 mii RON, ca urmare a schimbarii de structura a activitatii si a fuziunii cu SEM - activitatea de mentenanta, precum si noile activitati avand o pondere ridicata a costurilor cu materiale in comparatie cu cea de prestare de servicii auto, unde structura costurilor era determinata de cheltuieli de leasing operational, reparatii si alte servicii auto prestate de terti, fiind corelate cu cresterea de venituri estimata pentru lucrari de mentenanta in afara grupului.

Alte cheltuieli

Aceasta categorie de cheltuieli are o reducere de **56.052 mii RON** sau **40,1%**, comparativ cu 2020, in principal ca efect net al:

- reducerii costurilor cu marfurile cu 10.053 mii RON, prin reducerea volumului de livrari de echipamente catre operatorul de distributie si terti;
- reducerii cheltuielilor cu subcontractarile cu 4.424 mii RON, corelat cu reducerea veniturilor similare comparativ cu anul 2020;
- reducerii costurilor aferente leasingului auto cu 7.260 mii RON;
- cresterii cheltuielilor cu alte servicii executate de terti cu 3.132 mii RON.

Rezultat operational

Se estimeaza realizarea unui profit operational de **3.848 mii RON**, luand in calcul o marja bruta redusa din lucrarile de mentenanta executate de echipa din SEM si Directia de Servicii Oltenia, redimensionata pentru anul 2021, si un startup pe activitati noi la un volum mic dar cu potential de realizabilitate si cu marja bruta redusa pentru alinierea pe piata acestor servicii.

Rezultatul financiar va inregistra o reducere de **454 mii RON**, sau 29%, comparativ cu anul precedent, diminuarea fiind generata de reducerea numerarului potential disponibil pentru plasamente generatoare de dobanzi, precum si de reducerea ratelor de dobanda la depozite.

Rezultat brut

Rezultatul brut pentru 2021 este un profit de **4.959 mii RON**, comparativ cu pierderea de 9.697 mii RON aferenta anului 2020, variatie in acord cu evolutia estimata a liniilor de business din companie.

Cheltuiala cu impozitul pe profit

Pentru anul 2021 este bugetat un impozit pe profit in valoare de **827 mii RON**.

Rezultatul net

Considerand elementele prezentate anterior, pentru anul 2021 se estimeaza un profit net de **4.132 mii RON**.

7. Anexe

7.1. Prezentarea metodologiei de realizare a bugetului

Bugetul anual de venituri si cheltuieli reprezinta principalul instrument de prognoza si planificare pentru ELSA si filialele sale.

Principiile stabilite in politica de previziuni a ELSA, disponibila pe site-ul companiei, se aplica pentru propunerea de buget pentru 2021.

ELSA intocmeste situatiile financiare individuale in conformitate cu Ordinul Ministerului Finantelor Publice nr. 2844/2016 pentru aprobarea Reglementarilor contabile conforme cu Standardele Internationale de Raportare Financiara ("OMFP nr. 2844/2016") si situatiile financiare consolidate in conformitate cu Standardele Internationale de Raportare Financiara aprobate de Uniunea Europeana ("IFRS-UE"). Toate celelalte companii ale Grupului intocmesc situatiile financiare individuale in conformitate cu standardele contabile romanesti stabilite prin Ordinul Ministerului Finantelor Publice nr. 1802/2014 ("OMFP" sau "RAS").

Astfel, bugetul individual al ELSA pentru anul 2021 este elaborat si prezentat in conformitate cu OMFP 2844/2016, in timp ce bugetele individuale ale filialelor Grupului pentru anul 2021 sunt pregatite in conformitate cu RAS.

Bugetul consolidat si bugetul ELSA sunt intocmite utilizand structura de prezentare a situatiei profitului si pierderii din situatiile financiare ale Grupului intocmite in conformitate cu IFRS-UE, respectiv OMFP nr. 2844/2016, in timp ce bugetele filialelor sunt prezentate intr-o maniera care reflecta cel mai bine specificul fiecarei companii.

Informatiile comparative pentru anul 2020 sunt extrase dupa cum urmeaza:

- bugetul individual al ELSA: situatii financiare individuale auditate pentru anul 2020, realizate in conformitate cu OMFP nr. 2844/2016;
- bugetul consolidat al Electrica: situatii financiare consolidate auditate intocmite in conformitate cu IFRS-UE pentru 2020;
- filialele Grupului: realizarile pentru anul 2020, auditate, intocmite in conformitate cu RAS.

Bugetul consolidat al Grupului Electrica pentru anul 2021 se elaboreaza prin utilizarea bugetelor individuale pentru anul 2021 al fiecarei companii din Grup si prin aplicarea urmatoarelor proceduri:

- ajustarile IFRS identificabile efectuate pentru bugetele individuale pentru 2021 ale filialelor Grupului pentru a asigura tranzitia de la cifrele statutare RAS la IFRS, similar cu procedurile utilizate pentru intocmirea situatiilor financiare anuale;
- agregarea bugetelor si aplicarea ajustarilor identificabile pentru consolidare, cum ar fi: eliminarea tranzactiilor intragrup si a oricaror profituri nerealizate generate de tranzactiile intragrup.

Bugetul individual al fiecarei companii din Grup este pregatit de conducerea respectivei companii.

7.2. Factori cheie, directii si tendinte de piata semnificative ce pot afecta rezultatele operatiunilor Electrica

Anul 2021 se va afla sub influenta evenimentelor din sfera sanatatii publice (pandemia de COVID-19 declarata de OMS pe data de 11 martie 2020) si a impactului acestor evenimente asupra mediului economic si social.

Grupul Electrica activeaza intr-un domeniu cheie al economiei si monitorizeaza cu atentie contextul national si international pentru a putea lua cele mai bune decizii in perioada urmatoare si pentru a raspunde provocarilor pe

termen scurt si mediu.

La nivel global, sunt afectate bugetele tarilor unde numarul de imbolnaviri este mare si sectoare economice cum ar fi serviciile, productia, transporturile, dar si comerțul si fluxul international de marfuri, toate aceste elemente influentand cererea de energie, comportamentul consumatorilor si masurile luate de autoritati, atat pentru sectorul energetic, cat si pentru mediul economic, in general.

Strategia curenta a Grupului Electrica este construita pe un set de tendinte si ipoteze, iar accelerarea digitalizarii este unul dintre obiectivele sale. Acest aspect este cu atat mai important cu cat in perioada urmatoare este necesar sa fie sustinute masurile de distantare sociala, nevoia de interventie de la distanta si back-up, aspecte foarte relevante pentru activitatile Grupului. Astfel, vor continua eforturile deja incepute de a sustine investitiile in instrumente IT si automatizari, atat pentru eficientizarea proceselor, cat pentru cresterea performantei operatiunilor Grupului.

In segmentul de distributie accentul cade si in perioada urmatoare pe eficienta operationala, prin reducerea pierderilor tehnologice si comerciale si prin optimizarea proceselor interne. O parte importanta a strategiei de afaceri a Grupului este reprezentata de implementarea unui plan de investitii in principal in acest segment. Operatiunile Electrica din aceasta arie necesita investitii semnificative de capital. Orice intarzieri semnificative in implementarea planurilor de investitii asumate pot produce efecte materiale asupra operatiunilor si profitabilitatii Grupului. Investitiile de capital din segmentul de distributie vor avea impactul pozitiv anticipat asupra rezultatelor operationale in masura in care sunt recunoscute in BAR de catre ANRE si tinand cont de rata de rentabilitate aprobata de catre autoritatea de reglementare. Investitiile vor continua in vederea modernizarii retelelor (inclusiv prin automatizare si prin implementarea unor tehnologii de smart grid si smart metering), vizand imbunatatirea calitatii serviciilor.

In segmentul de furnizare, managementul riscurilor a fost extins in domeniul achizitiei de energie in vederea optimizarii pozitiei pe piata si a preturilor oferite clientilor. Se continua optimizarea proceselor, in special prin utilizarea automatizarii/digitalizarii, alaturi de extinderea portofoliului de produse si servicii si modernizarea canalelor de vanzare si de interactiune cu clientii.

Avand in vedere politicile energetice dezvoltate atat la nivelul UE, cat si la nivel national, precum si contextul international al pietelor de energie, se preconizeaza ca piata locala de energie electrica va fi caracterizata de urmatoarele tendinte pe termen mediu si lung:

- Concurenta in crestere intre jucatorii de pe piata de furnizare a energiei electrice la nivel national, mai ales in ce priveste diversificarea portofoliului de produse oferite clientilor (oferte pentru gaze naturale, asigurari, produse electrocasnice etc.) si de servicii digitale oferite (aplicatii mobile, facturi si plati online, extinderea serviciului de relatii cu clientii prin solutii de tip chat);
- Clientilor care, in conformitate cu prevederile legale, au dreptul de a beneficia de serviciu universal si nu doresc migrarea in segmentul eligibil, li se va asigura in continuare furnizarea de energie electrica in regim de serviciu universal;
- In aria de distributie a energiei electrice, tendinta de reglementare este de a acorda remunerarea operatorilor de distributie luand in considerare atat calitatea serviciilor oferite, cat si costurile operationale si eficienta pe baza de analize comparative intre OD;
- Tehnologiile de generare distribuite a energiei vor determina distribuitorii de energie sa isi adapteze procesele si strategiile privind dezvoltarea si modernizarea retelelor si sa ofere solutii producatorilor independenti, avand in vedere aparitia prosumatorilor, participanti activi in piata de energie; in acest context, sunt necesare investitii semnificative pentru imbunatatirea infrastructurii, atat de transport cat si de distributie;
- Se estimeaza ca, pe termen lung, vehiculele complet electrice si vehiculele utilitare usoare vor creste consumul de energie electrica in sectorul transporturilor;
- Dezvoltarea tehnologica viitoare va sprijini politicile de eficienta energetica precum:

- Dezvoltarea rețelelor de transport și distribuție, inclusiv implementarea rețelelor inteligente și a contorizării inteligente;
- Eficientizarea consumului final de energie (integritatea termică a clădirilor, iluminat, aparate electrice, unități cu motor, pompe de caldura etc.);
- Implementarea contoarelor inteligente va oferi consumatorilor opțiuni tarifare complexe, informații detaliate legate de comportamentul de consum, ceea ce ar putea conduce la o mai mare flexibilitate și la reducerea cererii în perioadele de vârf. Astfel, utilizatorii vor fi mai informați și implicați în procesul de luare a deciziilor, ca participanți activi. Ritmul de implementare a contorizării inteligente depinde de calendarul de implementare adoptat la nivel național;
- Reducerea semnificativă a costurilor tehnologiilor fotovoltaice reprezintă o oportunitate de dezvoltare pentru proiectele de generare la scară mai mică, în special în zona casnică;
- Dezvoltarea infrastructurii de transport și distribuție și interconectarea pe distanțe lungi vor deveni o necesitate. Modelul țintă al pieței de energie electrică, care implică dezvoltarea pieței interne de energie electrică în cadrul Uniunii Europene, va continua să evolueze și să fie în conformitate cu tendințele și provocările viitoare din industria energetică.

Modificări ale cadrului de reglementare pe piața de energie și impactul potențial asupra rezultatelor Grupului

Cadrul de reglementare în domeniul energetic a suferit schimbări semnificative în ultimul deceniu, incluzând liberalizarea pieței, separarea activităților și implementarea schemei suport pentru energia regenerabilă.

Principalele elemente care vor produce impact în anul 2021 pentru **segmentul de distribuție**:

- modificările aduse de noua metodologie de stabilire a tarifelor de distribuție și de nivelul RRR vor genera un impact negativ asupra performanțelor operationale și financiare ale OD, ca urmare a aprobării de către ANRE a unor valori ale costurilor de operare și mentenanță mai mici față de necesarul de costuri solicitat de OD, precum și a efectuării de către ANRE a corecțiilor anuale ale costurilor și a investițiilor prognozate.
- după fuziunea OD Electrică, se mențin tarife de distribuție zonale până la sfârșitul PR4, calculate pe baza costurilor și veniturilor prognozate aprobate la începutul PR4; beneficiile brute realizate ca și câștig de eficiență vor fi împărțite între operator și utilizatorii de rețea conform metodologiei, iar cheltuielile generate de efectuarea fuziunii nu vor fi recunoscute.

Schimbările legislației cu impact asupra **segmentului de furnizare**, se referă în principal la:

- modificările la Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prin OUG nr. 1/2020, OUG nr. 74/14 mai 2020, OUG nr. 106/2020 și Legea nr. 155/2020, având ca principal rezultat eliminarea tarifelor reglementate de gaze naturale începând cu 1 iulie 2020 și de energie electrică începând cu 1 ianuarie 2021.
- EFSA este desemnat de către ANRE furnizor de ultima instanță, atât pentru energie electrică cât și pentru gaze naturale la nivel național, indiferent de zonă de rețea. Astfel, în funcție de oferta de preț și respectând principiul „costul cel mai mic”, EFSA poate prelua în portofoliu clienții rămași fără furnizor de pe tot teritoriul României.
- eliminarea limitelor de preț din piața de echilibrare, coroborat cu decontarea la 15 minute și un preț unic de dezechilibru în urma stabilirii unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică poate determina variații semnificative ale prețului de achiziție al EFSA, cu impact direct în ofertele din piața cu amanunț.
- începând cu 1 ianuarie 2021, concomitent cu eliminarea tarifelor reglementate, ANRE nu mai aprobă/avizează prețuri pentru clienții casnici beneficiari de serviciu universal. Astfel, prețurile aplicabile acestei categorii de clienți se vor forma în funcție de cerere și ofertă, în aceleași condiții aplicabile și clienților eligibili.

Prin exceptie, cel puțin în semestrul I 2021, EFSA va aplica o reducere comercială clienților casnici beneficiari de serviciu universal, egală cu diferența de preț dintre oferta de serviciu universal și oferta concurențială cu valoarea cea mai mică valabilă la data intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr. 5/2021.

Principali factori de risc și incertitudine ce pot afecta bugetul anului 2021 pentru ariile principale de activitate ale Grupului sunt prezentați mai jos:

Risc	Impact asupra BVC 2021	Factor atenuator/Metoda de recuperare
Aria de furnizare		
Eliminarea oricărui măsuri cu efect de limitare a prețului de ofertă pe PE (eliminarea ecartului de preț dintre PZU și PE); Prețul unic de dezechilibru coroborat cu decontarea la un interval de 15 minute	Inregistrarea unor costuri suplimentare cu achiziția de energie electrică	Corecții/recuperări în/prin prețurile practicate pe segmentele relevante și în perioadele de aplicare în care este posibil, la elaborarea ofertelor de preț.
Eliminarea tarifelor reglementate poate determina o migrare masivă a clienților finali casnici din portofoliul EFSA în eligibilitate, dar și o diminuare a veniturilor datorită acordării unei reduceri comerciale clienților casnici beneficiari de serviciu universal	Impact negativ asupra profitabilității și posibilitatea diminuării cotei de piață	Corecții/recuperări în/prin prețurile practicate pe segmentele relevante și în perioadele de aplicare în care este posibil, la elaborarea ofertelor de preț.
Rezilierea la inițiativele clienților a unor contracte de vânzare a energiei electrice deja încheiate cu prețuri semnificativ mai mari decât cele curente	Venituri și volume mai mici și nerealizarea indicatorilor bugetați	Intensificarea eforturilor de retenție proactivă și reactivă corelate cu acțiuni de atragere de noi clienți în portofoliu
EFSA are în portofoliu aproximativ 100.000 clienți noncasnici inactivi. Această categorie de clienți va mai exista, conform legislației în vigoare, până la data de 31 decembrie 2021. Dacă nu se vor încheia contracte de furnizare, aceștia pot trece în regim de furnizare de ultimă instanță la un alt furnizor începând cu 1 ianuarie 2022.	Venituri și volume mai mici și nerealizarea indicatorilor bugetați	Încheierea de contracte de furnizare în regim concurențial cu acești clienți până la data de 31 decembrie 2021, inclusiv elaborarea unei oferte de preț.
Aria de distribuție		
Inregistrarea de deviații semnificative ale cantităților distribuite efectiv față de cele estimate	Inregistrarea unor deviații de venituri (pozitive sau negative) din distribuția de energie electrică care vor fi corectate în anii următori	Corecțiile se vor înregistra în anii următori ai PR4
Depășirea cantităților bugetate pentru CPT	Inregistrarea unor costuri suplimentare cu energia pentru CPT care se vor suporta de către OD, fără a putea fi recuperate în viitor	Plan de măsuri privind încadrarea în țintele de CPT asumate
Depășirea costurilor controlabile aprobate	Inregistrarea unor costuri suplimentare celor aprobate, care se vor suporta de către OD, fără a putea fi recuperate în viitor	Plan de măsuri privind încadrarea în țintele de OPEX controlabil asumate
Rezilierea unor contracte de achiziție a energiei electrice deja încheiate de OD-uri la prețuri semnificativ mai mici decât cele curente, la inițiativa vânzătorilor	Necesitatea de a achiziționa energia electrică la prețurile curente de piață, cu impact negativ asupra costului mediu de achiziție a energiei electrice	Diversificarea achiziției de pe platformele de tranzacționare OPCOM ce permit selectarea contrapartidelor

Risc	Impact asupra BVC 2021	Factor atenuator/Metoda de recuperare
Nerealizarea planului de investitii cu forte proprii	Depasirea nivelului de PEX si OPEX aprobat, cu impact asupra nerecuperarii depasirilor prin tarifele de distributie. Nerealizarea planului anual de investitii.	Plan de masuri pentru asigurarea realizarii planului de investitii cu forte proprii.
Reducerea veniturilor din activitati nereglementate	Inregistrarea unor deviatii negative ale profitului din alte activitati care vor determina corectii pozitive in anii urmasori ai PR4	Se vor incheia contracte cu o parte din operatorii de comunicatii la tarifele stabilite prin decizii ale autoritatilor relevante
Nerealizarea costurilor de personal si SSM aprobate de ANRE pentru serviciul de distributie.	Inregistrarea unor deviatii pozitive ale profitului care vor determina corectii negative in anii urmasori ai PR4	Realizarea costurilor la nivelul aprobat de ANRE in scopul evitarii corectiilor negative.
Nerealizarea planurilor de investitii si mentenanta asumate.	Plata unor amenzi din cifra de afaceri, care vor impacta negativ profitul, nefiind recunoscute in tarife.	Plan de masuri pentru realizarea planurilor de investitii aprobate de ANRE
Nerecunoasterea investitiilor realizate.	Inregistrarea unor costuri cu investitiile care, ulterior, pot fi considerate nejustificate de ANRE (motivata de documentarea incompleta, nerealizarea beneficiilor sau inregistrarea incorecta a mijloacelor fixe).	Inregistrarea si documentarea corecta a investitiilor realizate pentru evitarea oricarei nerecunoasteri.
Nerecunoasterea costurilor realizate.	Inregistrarea unor valori de OPEX care, ulterior, pot fi considerate nejustificate de ANRE	Respectarea cu strictete a modului de inregistrare si raportare a costurilor realizate, mentinand incadrarea in categoriile trimise la ANRE la fundamentarea PR4.

Sursa: Electrica

Glosar

AFEER	Asociatia Furnizorilor de Energie Electrica din Romania
AGOA	Adunarea Generala Ordinara a Actionarilor
ANRE	Autoritatea Nationala de Reglementare in domeniul Energiei
AMR	Automatic Meters Reading
BAR	Baza de Active Reglementate
BVC	Bugetul de Venituri si Cheltuieli
CAPEX	Cheltuieli capitalizate
CAPEX PIF	Cheltuieli capitalizate si puse in functiune
CSR	Responsabilitate sociala corporativa
CPT	Consum propriu tehnologic
CPC	Componenta de piata concurentiala
CV	Certificate Verzi
EBITDA	Rezultat inainte de dobanzi, impozit pe profit, amortizare si depreciere ("Earnings Before Interest, Tax, Depreciation and Amortization")
EBIT	Rezultat inainte de dobanzi si impozit pe profit ("Earnings Before Interest and Tax")
EBT	Rezultat inainte de impozit pe profit ("Earnings Before Tax")
EFET	Federatia Europeana a Traderilor din Energie
FUI	Furnizor de Ultima Instanta
GWh	Gigawatti/ora
IT	Inalta tensiune
JT	Joasa Tensiune
MT	Medie Tensiune
MWh	Megawatti/ora
MRM	Managementul riscului de piata („Market Risk Management")
MKP	Pozitie cheie de management ("Management Key Position")
OD	Operator de distributie
OUG	Ordonanta de Urgenta a Guvernului
OPCOM	Operatorul pietei de energie electrica si de gaze naturale din Romania
OTC	Over The Counter
PCCB	Piata Centralizata a Contractelor Bilaterale
PCSU	Piata Centralizata pentru Serviciul Universal

PIP	Pretul de Inchidere a Pietei
PE	Piata de Echilibrare
PR	Perioada de reglementare
PRE	Partea Responsabila cu Echilibrarea
PZU	Piata pentru Ziua Urmatoare
RED	Reteaua Electrica de Distributie
RRR	Rata reglementata a rentabilitatii
VLP	Programul de plecari voluntare (Voluntary Leave Program)