



Raport anual al Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei privind determinarea prețurilor și tarifelor reglementate

1 noiembrie 2017

CUPRINS

Introducere.....	3
1. Energie electrică	4
1.1 Activități cu caracter de monopol în sectorul energiei electrice - tarife reglementate	4
1.2 Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică și tarife aplicate clienților finali ai furnizorilor de ultimă instanță în 2017	50
1.3 Producerea energiei din surse regenerabile de energie.....	67
1.4 Producerea de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență	68
2. Gaze naturale.....	80
2.1 Activitatea de transport gaze naturale.....	80
2.2 Activitatea de înmagazinare	86
2.3 Activitatea de distribuție	89
2.4 Activitatea de furnizare reglementată a gazelor naturale	95
3. Perspective și concluzii.....	103
3.1 Energie electrică	103
3.2 Gaze naturale	109

Introducere

Raportul anual al Autorității Naționale de Reglementare în domeniul Energiei privind determinarea prețurilor și tarifelor reglementate constituie raportul realizat de ANRE în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile art. 1, alin. (7), din Legea nr. 160 /2012 pentru aprobarea Ordonanței de Urgență a Guvernului (OUG) nr. 33 /2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, publicată în Monitorul Oficial în data de 3 octombrie 2012.

Raportul prezintă evoluțiile anului 2017 și creionează perspectiva anului 2018 în baza datelor preliminare provenite de la producătorii, furnizorii și operatorii de rețea din sectorul energiei electrice și gazelor naturale.

Tarifele reglementate pentru activitățile cu caracter de monopol din sectorul energiei electrice se stabilesc în conformitate cu prevederile art. 75 alin. (1) al *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare*. Aprobarea tarifelor reglementate aferente serviciilor specifice sectorului energiei electrice se realizează în conformitate cu prevederile art. 9 alin.(1) lit.a),b) din Legea nr. 160/2012 pentru aprobarea OUG nr. 33 /2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, până cel târziu la 15 decembrie a anului curent. În vederea respectării prevederilor legale menționate, potrivit reglementărilor emise de ANRE, în perioada octombrie-noiembrie a fiecărui an se realizează colectarea și analizarea datelor pentru stabilirea tarifelor reglementate.

Sistemele de prețuri și tarife pe piața reglementată a gazelor naturale se stabilesc în conformitate cu prevederile *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare și a Legii petrolului nr. 238/2004*.

ANRE monitorizează costurile investiționale și de mentenanță în scopul stabilirii unor tarife reglementate corecte; suplimentar, Autoritatea poate lua măsuri prin modificarea cadrului de reglementare - în acest sens a acționat prin obligarea operatorilor de rețea de a plăti utilizatorilor compensații penalizatoare pentru serviciul prestat la un nivel de performanță sub cel garantat, asumat contractual, precum și prin înăsprirea condițiilor de recunoaștere a costurilor aferente în tarifele reglementate.

1. Energie electrică

1.1 Activități cu caracter de monopol în sectorul energiei electrice - tarife reglementate

În conformitate cu prevederile art. 75 alin. (1) al *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare*, tarifele reglementate pentru activitățile cu caracter de monopol din sectorul energiei electrice sunt:

Tarifele reglementate pentru serviciile de transport și de distribuție a energiei electrice, precum și **prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă** tranzitată prin punctele de delimitare a instalațiilor utilizatorilor față de instalațiile operatorilor de rețea, percepute de operatorul de transport și de sistem, respectiv de operatorii de distribuție a energiei electrice;

Tarifele reglementate pentru serviciul de sistem și prețurile reglementate de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem, percepute de operatorul de transport și de sistem, respectiv de producătorii furnizori de servicii tehnologice de sistem;

Tarifele reglementate de racordare la rețelele electrice de interes public, percepute de operatorul de transport și de sistem, respectiv de operatorii de distribuție a energiei electrice utilizatorilor care solicită racordarea locurilor lor de producere, producere și consum sau consum la rețelele electrice de interes public;

Tariful reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică în relația cu participanții la piețele centralizate de energie electrică și de certificate verzi.

Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice

Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice practicate în cursul anului 2017 de C.N. Transelectrica S.A., în calitate de operator de transport și de sistem (OTS) au fost aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 27/2016, pentru prima jumătate a anului, respectiv prin Ordinul președintelui ANRE nr. 48/2017, pentru cea de-a doua jumătate a anului.

Aceste tarife au fost determinate în baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 53/2013,

modificată și completată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 87/10.06.2015 și prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/24.03.2017.

În aplicarea prevederilor metodologice menționate, în perioada 1 ianuarie – 30 iunie 2017 s-au aplicat tarifele pentru serviciul de transport aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 27/2016, după cum urmează:

1. tariful mediu de transport – 18,70 lei/MWh, în scădere cu 10,8 % în termeni nominali față de valoarea aprobată pentru perioada tarifară anterioară (respectiv perioada 1 iulie 2015 – 30 iunie 2016),
2. tariful mediu de introducere a energiei electrice în rețele (T_G) - 0,85 lei/MWh, cu o variație între 0 și 1,52 lei/MWh pentru cele 7 zone de injecție; astfel, tariful de transport – componenta de introducere a energiei în rețele T_G a scăzut față de cel aprobat anterior cu un procent situat între 67 % pentru zona Dobrogea regenerabile, Dobrogea și Oltenia și 100 % pentru zona Muntenia; tarifele T_G au avut valoare nenulă în zonele Dobrogea regenerabile, Dobrogea și Oltenia, zone excedentare din punct de vedere al echilibrului producție/consum, deoarece introducerea energiei electrice în rețelele din aceste zone conduce la creșterea consumurilor proprii tehnologice CPT în rețeaua electrică de transport (RET); tarifele zonale aferente serviciului de transport pentru introducerea energiei electrice în rețea T_G au valoare nulă pentru zonele de introducere Muntenia, Transilvania Nord, Transilvania Centrală și Moldova, zone care sunt deficitare din punctul de vedere al echilibrului producție/consum;
3. tariful mediu de extragere a energiei electrice din rețele (T_L) – 17,77 lei/MWh, cu o variație între 15,26 lei/MWh și 19,02 lei/MWh pentru cele 8 zone de extragere; astfel, componenta de extragere a energiei din rețele T_L a scăzut cu un procent de cca. 2,8 % pentru toate zonele de extragere, cu excepția zonelor Oltenia și Dobrogea unde s-a păstrat la valoarea aprobată anterior; în zonele Oltenia și Dobrogea tariful T_L are cele mai mici valori, deoarece consumul în aceste zone (extragerea energiei electrice din rețele), apropiat de locurile de producere, conduce la reducerea CPT în RET.

Începând cu data de 1 iulie 2017 a început al patrulea an al celei de-a treia perioade de reglementare, pentru care au fost aprobate următoarele tarife pentru serviciul de transport:

-
4. tariful mediu de transport – 16,86 lei/MWh, în scădere cu 9,8 % în termeni nominali față de valoarea aprobată pentru perioada tarifară anterioară (respectiv 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017),
 5. tariful de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea (T_G) - 1,05 lei/MWh, valoare unică la nivelul sistemului electroenergetic anțional (SEN);
 6. tariful de transport - componenta de extragere a energiei electrice din rețea (T_L) – 15,73 lei/MWh, valoare unică la nivelul SEN.

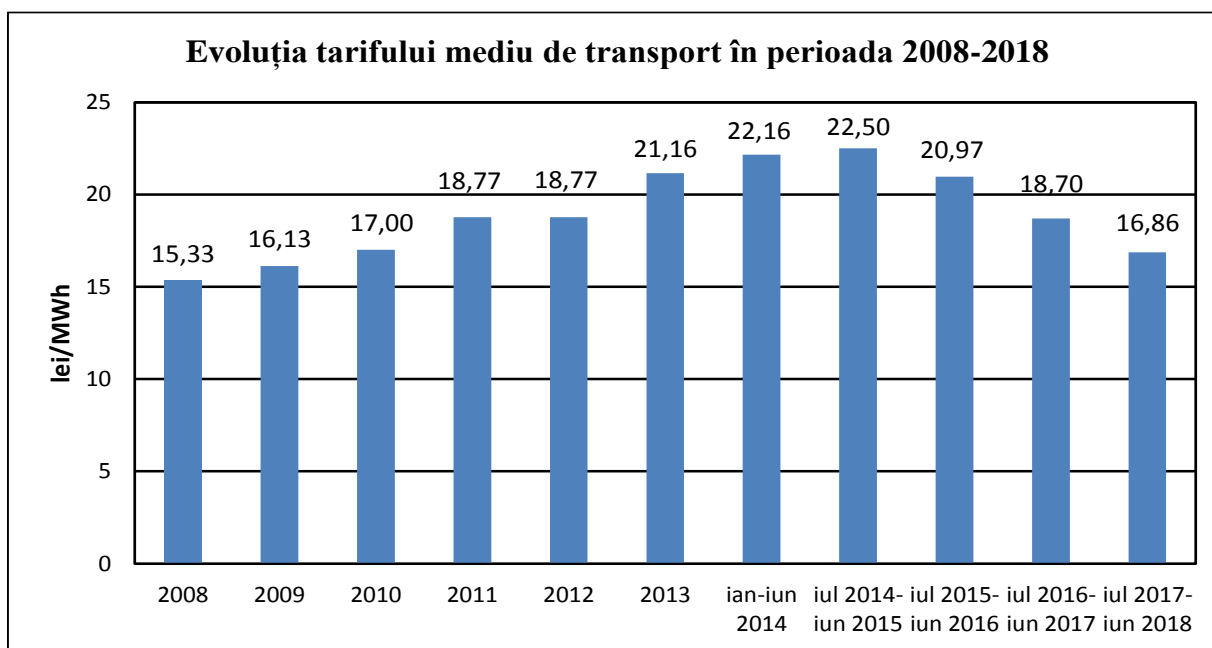
Scăderea cu 9,8 % a tarifului mediu de transport începând cu 1 iulie 2017 față de tariful aprobat pentru perioada tarifară 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017 a rezultat ca urmare a creșterii continue a consumului de energie electrică și a exportului, a reducerii prețului de achiziție a energiei electrice necesare pentru acoperirea CPT în RET față de prețul prognozat, precum și ca rezultat al reducerii inflației realizate în anul 2016 și estimate pentru anul 2017 față de prognozele anterioare ale Comisiei Naționale de Prognoză, utilizate la proiectarea tarifelor. Toate acestea au condus la aplicarea de către ANRE a corecțiilor metodologice, aferente închiderii celui de-al doilea an al perioadei de reglementare (1 iulie 2015 – 30 iunie 2016) și estimării celui de-al treilea an al perioadei de reglementare (1 iulie 2016 – 30 iunie 2017).

O altă cauză a scăderii tarifului pentru serviciul de transport al energiei electrice este nivelul scăzut al investițiilor realizate de OTS, ceea ce a condus la corecții semnificative ale veniturilor reglementate, prin reducerea costurilor aferente investițiilor nerealizate, acordate ex-ante.

Aprobarea începând cu 1 iulie 2017 a unui tarif de transport cu valoare unică pentru componenta de introducere a energiei în rețea, respectiv cu o valoare unică pentru componenta de extragere a energiei electrice din rețea a fost realizată în conformitate cu prevederile metodologice statuate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 16/24.03.2017 privind modificarea și completarea metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 53/2013. Acestea au transpus dispozițiile art. 36 alin. (1) al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare. Astfel, Legea nr. 123/2012, modificată și completată prin Legea nr. 203/2016, publicată în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 892/08.11.2016, prevede că operatorul de transport și de sistem prestează serviciul de transport al energiei electrice pentru toți utilizatorii rețelelor electrice de transport, în condiții

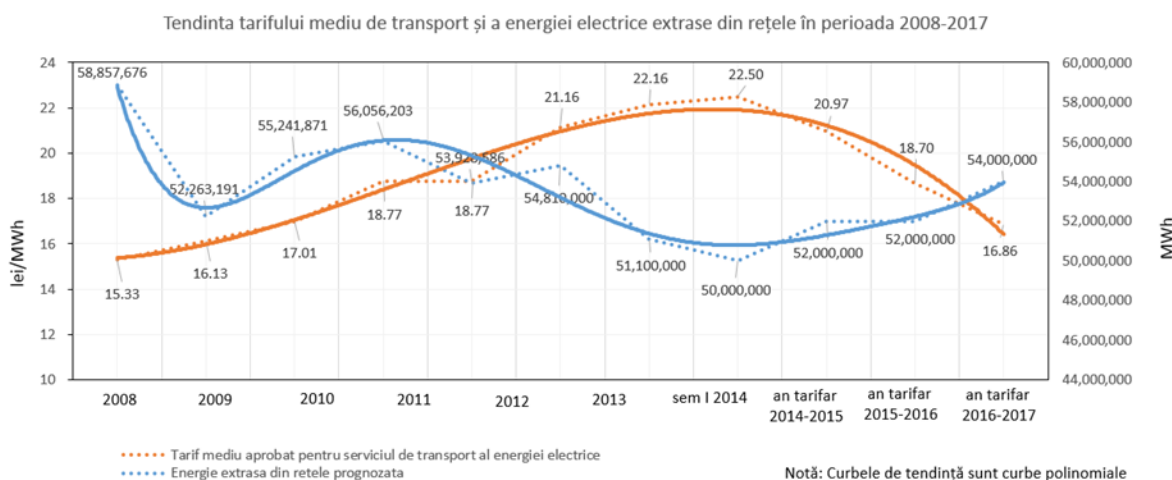
nediscriminatorii, asigurând *același* tarif oricărui solicitant. Prin urmare, modificarea adusă de Legea nr. 203/2016 a condus la faptul că se asigură serviciul public de transport al energiei electrice pentru toți utilizatorii RET la *același tarif* pentru întregul sistem electroenergetic național (SEN), cu alte cuvinte se elimină tarifele diferențiate pe zone de rețea și se înlocuiesc cu un tarif unic pentru introducerea energiei electrice în rețea, respectiv un tarif unic pentru extragerea energiei electrice din rețea.

Evoluția tarifului mediu de transport în perioada 2008-2018 se prezintă în figura următoare:



Evoluția tarifelor de transport al energiei electrice prezentată în figura anterioară pune în evidență creșterea în perioada a doua de reglementare și descreșterea în perioada a treia de reglementare a tarifului mediu de transport, care, deși nu se aplică în facturi, este reprezentativ deoarece indică venitul reglementat unitar aferent fiecărui MWh extras sau consumat din rețele.

Evoluția înregistrată a fost determinată în principal de evoluția venitului reglementat (prognostic în creștere progresivă de-a lungul celei de-a doua perioade de reglementare) și a consumului de energie electrică în România (evoluția energiei electrice extrase din rețele). În susținerea acestei afirmații, în figura următoare se prezintă prin comparație curbele de tendință de tip polinomial a tarifului mediu de transport și a cantității de energie electrică extrasă din rețele în perioada 2008-30 iunie 2017.



În tabelul 1 se prezintă factorii care au determinat evoluția tarifului mediu de transport și anume venitul reglementat, energia electrică introdusă în și extrasă din rețele, corecțiile anuale și venitul încasat din tarifele aplicate pentru perioada 2008 – 31 iunie 2018, în care datele aferente realizărilor anului tarifar 1 iulie 2017-30 iunie 2018 nu sunt încă disponibile.

Metodologia prevedea până la data de 15.06.2015, dată la care a fost modificată așa cum se prezintă în continuare, că tarifele aplicate de OTS sunt diferite pe zone tarifare diferite, în funcție de impactul pe care îl are introducerea sau extragerea energiei electrice în/din nodurile rețelei electrice, transmițându-se astfel semnale locaționale care aveau rolul de a determina amplasarea surselor de energie în zone deficitare, respectiv amplasarea zonelor de consum în zone excedentare ale SEN.

Ambele componente ale tarifului: de introducere de energie electrică în rețea și de extragere de energie electrică din rețea au inclus în perioada 2008-2015 atât costuri de operare și mentenanță cât și costuri cu infrastructura, alocarea fiind de cca 60 % din costuri pe componenta T_L și 40 % pe componenta T_G .

În conformitate cu articolul 18 (2) din *Regulamentul (CE) nr 714/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003*, ACER a elaborat recomandarea nr. 09 din 15 aprilie 2014 privind orientările referitoare la tarifele de transport plătite de producătorii de energie electrică. În concluziile opiniei se menționează că tarifele G aplicate la energia introdusă în rețea nu

trebuie utilizate pentru a recupera costurile cu infrastructura și, prin urmare, cu excepția cazului în care prin tarifele T_G se recuperează costuri cu pierderile în rețea, acestea ar trebui să fie egale cu zero. Având în vedere recomandările ACER, prin Ordinul președintelui ANRE nr. 87/2015, s-a modificat *Metodologia*, astfel încât:

- tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețelele T_G să acopere numai costul marginal pe termen scurt, și anume suma dintre costul marginal datorat consumului propriu tehnologic din rețeaua electrică de transport și costul marginal datorat congestiilor din rețeaua electrică de transport;
- tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețelele T_G să fie diferită pe zone tarifare diferite, în funcție de impactul pe care îl are introducerea energiei electrice în nodurile rețelei electrice.
- diferența dintre venitul reglementat și costul marginal pe termen scurt se recuperează integral prin tariful de transport- componenta de extragere a energiei electrice T_L .
- tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețelele T_L să fie diferită pe zone tarifare diferite, în funcție de impactul pe care îl are extragerea energiei electrice din nodurile rețelei electrice.

Aplicând această nouă alocare a costurilor începând cu 1 iulie 2015 s-a obținut o scădere la cca. 25 % din valoarea anterioară a tarifului zonal mediu de introducere T_G și o creștere cu cca. 48 % a tarifului de extragere T_L .

Aceleași prevederi metodologice au fost aplicate și la stabilirea tarifului de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea, respectiv componenta de extragere a energiei electrice din rețea pentru anul tarifar 2016 – 2017.

Tabelul 1. Factorii care au influențat evoluția tarifului pentru serviciul de transport al energiei electrice

Serviciul de transport												
	UM	2008	2009	2010	2011	2012	2013	sem I 2014	an tarifar 2014-2015	an tarifar 2015-2016	an tarifar 2016-2017	an tarifar 2017-2018
Venit liniarizat	lei	938,281,416	990,911,807	1,008,261,850	1,092,381,028	1,128,160,707	1,105,041,367	549,020,623	1,124,923,678	1,110,973,658	1,071,570,230	1,066,015,830
Corectie anuala (din anii anteriori)	lei	-65,441,748	-56,095,705	-5,402,000	34,085,051	17,785,395	54,849,659	17,047,060	0	-20,787,434	-99,166,611	-155,565,127
Venit reglementat	lei	872,839,668	934,816,103	1,002,859,850	1,126,466,079	1,145,946,103	1,159,891,026	566,067,684	1,124,923,678	1,090,186,225	972,403,618	910,450,704
Energie extrasa din retele prognozata	MWh	56,942,433	57,946,328	58,970,000	60,007,526	61,065,459	54,810,000	25,550,000	50,000,000	52,000,000	52,000,000	54,000,000
Tarif mediu aprobat pentru serviciul de transport al energiei electrice	lei/MWh	15.33	16.13	17.01	18.77	18.77	21.16	22.16	22.50	20.97	18.70	16.86
Energie electrica introdusa in retele	MWh	58,074,296	51,353,188	54,086,472	55,010,694	53,376,893	52,449,101	27,664,627	58,171,487	56,401,379	60,277,100	n.a.
Tarif mediu TG aprobat	lei/MWh	7.64	7.6	8.41	8.6	8.6	9.7	10.16	10.30	2.57	0.85	1.05
Venit realizat introducerea energiei	lei	447,170,426	391,154,010	463,112,173	478,848,243	465,502,455	520,987,493	284,183,866	610,724,783	144,983,585	51,235,535	n.a.
Energie electrica extrasa din retele	MWh	58,857,676	52,263,191	55,241,871	56,056,203	53,928,586	51,846,199	25,453,607	52,155,773	52,676,556	54,052,600	n.a.
Tarif mediu TL aprobat	lei/MWh	7.69	8.53	8.59	10.18	10.18	11.46	12.00	12.20	18.14	17.70	15.73
Venit realizat extragerea energiei	lei	452,468,964	454,991,683	475,050,720	577,081,943	559,336,316	606,533,743	309,021,443	644,227,270	956,426,339	956,731,020	n.a.
Venit total realizat din tarife	lei	899,639,390	846,145,693	938,162,893	1,055,930,186	1,024,838,771	1,127,521,236	593,205,309	1,254,952,054	1,101,409,924	1,007,966,555	n.a.
CPT realizat	MWh	995,647	992,824	1,119,314	1,080,588	1,018,268	1,031,711	491,506	1,067,252	1,005,294	1,012,602	n.a.
CPT realizat	%	2.28	2.55	2.69	2.48	2.33	2.52	2.42	2.47	2.29	2.30	n.a.
Valoare CPT realizat	lei	214,714,659	243,912,884	265,658,327	251,537,904	252,390,367	221,670,309	89,165,121	194,206,894	181,479,815	205,000,092	n.a.
Valoare CPT recunoscut	lei	185,518,385	193,952,623	185,709,963	178,065,102	178,108,728	166,609,659	76,145,440	178,783,064	170,534,722	183,826,541	n.a.

Evoluția veniturilor și a costurilor totale realizate de OTS, precum și investițiile aferente serviciului de transport al energiei electrice, planificate și realizate în perioada 2008-2017, se prezintă în tabelul 2. Tot în acest tabel se prezintă distinct evoluția costurilor cu CPT din RET. Se menționează că în acest tabel nu se prezintă datele aferente anului tarifar 2017-2018, pentru care nu există la acest moment date realizate.

De asemenea, în tabel se prezintă atât rezultatul brut al serviciului de transport al energiei electrice prestat de OTS așa cum este raportat la ANRE prin machetele de monitorizare a activității acestuia, cât și rezultatul brut al activității operatorului de transport și de sistem din situațiile financiare ale companiei la data de 31 decembrie a fiecărui an.

Trebuie menționat că pentru a treia perioadă de reglementare ANRE a impus OTS o exigență mărită cu privire la fundamentarea și încadrarea categoriilor de costuri aferente serviciului de transport. Astfel, a fost reanalizată clasificarea costurilor de operare și mentenanță în controlabile – care pot fi supuse eficientizării (reducerii) și necontrolabile – al căror nivel este stabilit de prevederi legale și nu sunt dependente de decizia managerială a OTS și, de asemenea, a fost resetată valoarea de referință a acestora.

În cadrul costurilor de mentenanță necontrolabile au fost incluse începând cu anul 2013 impozitul pe monopolul natural din sectorul energiei electrice, instituit prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 5/2013 și a impozitul pe construcții speciale, instituit prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 102/2013. Deși scopul urmărit de Guvernul României prin adoptarea OUG nr. 5/2013, specificat în nota de fundamentare a acesteia, a fost acela de a ajusta profiturile substanțiale ale operatorilor de transport și distribuție a energiei electrice înregistrate în anii anteriori, în lipsa unor prevederi explicite referitoare la suportarea din profit a acestor impozite, ANRE trebuie să recunoască costurile impuse de aceste ordonanțe și să le includă în tarifele de transport drept costuri de operare și mentenanță necontrolabile din categoria impozitelor, redevențelor, taxelor și vărsămintelor asimilate, deductibile fiscal. Efectul acestor noi impozite a fost de majorare a tarifului de transport cu cca. 2 % în anii în care valoarea acestora a fost la cel mai mare nivel (cota impozitului pe construcții speciale a fost de 1,5 % din valoarea netă contabilă a acestora începând cu data de 1.01.2014, 1 % începând cu data de 1 ianuarie 2015 și a fost eliminată începând cu data de 1 ianuarie 2017).

Costurile cu CPT, care reprezintă cca. 20 % din totalul costurilor aferente serviciului de transport al energiei electrice sunt supuse unui mecanism de eficientizare prin stabilirea unor ținte de CPT reduse progresiv de la un an la altul al perioadei de reglementare. ANRE recunoaște în tarifele reglementate costurile înregistrate de OTS cu achiziția energiei electrice necesare acoperirii CPT în RET, numai în măsura în care cantitatea de energie electrică se încadrează în limitele anterior stabilite ca țintă de eficiență, iar prețul de achiziție nu depășește prețul de referință calculat ca medie ponderată a prețurilor de tranzacționare pe piața de energie. Prin urmare, ANRE plafonează atât cantitatea cât și prețul de achiziție a energiei electrice necesare pentru acoperirea CPT, printr-o formulă care ține seama de evoluția prețului de tranzacționare în regim concurențial pe piața de energie. În structura de achiziție a CPT nu se acceptă dezechilibre cantitative mai mari de 10 % iar costul dezechilibrelor este plafonat începând cu data de 1 iulie 2017 la cel mult 5 % din prețul de referință.

Cantitatea de energie electrică necesară pentru acoperirea CPT în RET este într-o măsură mai mică sub controlul OTS, deoarece aceasta este puternic influențată de regimul de funcționare al RET, determinat de structura rețelei, a producerii și a consumului. Nivelul CPT este influențat și de regimul de funcționare a rețelei electrice de transport sub sarcina pentru care a fost dimensionată.

Chiar și în aceste condiții, OTS este stimulat să eficientizeze costurile cu CPT prin îmbunătățirea strategiilor de achiziție de pe piața angro de energie electrică.

În ceea ce privește rezultatele financiare ale OTS, se menționează că acestea nu sunt determinate exclusiv de tarifele reglementate. Diferența constă în faptul că în situațiile financiare se evidențiază anumite costuri care nu sunt recunoscute în tarif, după cum în cadrul tarifului reglementat nu se iau în considerare costurile și veniturile financiare, inclusiv cele rezultate din contribuții, în special cele din racordare sau alte fonduri publice nerambursabile.

Tabelul 2 Evoluția veniturilor și a costurilor aferente serviciului de transport al energiei electrice precum și investițiile planificate și realizate

Anul		2008	2009	2010	2011	2012	2013	sem I 2014	an tarifar 2014-2015	an tarifar 2015-2016	an tarifar 2016-2017	an tarifar 2017-2018
Costuri totale din care	lei	1,969,025,461	1,974,614,813	2,051,658,693	1,728,758,448	1,578,124,200	1,569,028,843	763,299,096	1,688,762,813	1,549,842,465	1,520,060,703	n.a.
pentru serviciul de transport	lei	888,548,234	900,981,380	894,693,666	965,574,934	965,904,156	909,096,662	425,351,513	906,153,802	878,443,238	877,459,517	n.a.
CPT realizat	MWh	995,647	992,824	1,119,314	1,080,588	1,018,268	1,031,711	491,506	1,067,252	1,005,294	1,012,602	n.a.
CPT realizat	%	2.28	2.55	2.69	2.48	2.33	2.52	2.42	2.47	2.29	2.30	n.a.
Valoare CPT realizat	lei	214,714,659	243,912,884	265,658,327	251,537,904	252,390,367	221,670,309	89,165,121	194,206,894	181,479,815	205,000,092	n.a.
Valoare CPT recunoscut	lei	185,518,385	193,952,623	185,709,963	178,065,102	178,108,728	166,609,659	76,145,440	178,783,064	170,534,722	183,826,541	n.a.
Venituri totale din care	lei	2,156,911,148	2,045,689,347	2,162,509,930	1,927,210,817	1,676,758,591	1,812,079,830	1,015,318,978	2,125,954,479	1,940,204,223	1,845,301,136	n.a.
din serviciul de transport	lei	1,080,006,394	968,598,143	1,000,449,027	1,143,141,633	1,105,987,276	1,182,761,567	629,497,428	1,391,196,703	1,211,842,903	1,134,534,292	n.a.
Rezultat total din care	lei	187,885,687	71,074,534	110,851,237	198,452,369	98,634,391	243,050,987	252,019,882	437,191,666	390,361,758	325,240,433	n.a.
pentru serviciul transport	lei	191,458,160	67,616,763	105,755,362	177,566,699	140,083,120	273,664,905	204,145,915	485,042,901	333,399,665	257,074,775	n.a.
Investitii in RET prognozate a fi realizate din surse proprii	lei	285,000,000	253,555,350	322,820,268	379,118,911	397,059,735	260,000,000	200,000,000	109,245,360	257,131,507	239,477,362	738,869,435
Valoare investitii realizate in RET din care:		457,987,165	200,170,877	502,994,678	292,866,175	280,682,152	381,530,163	97,362,542	140,115,579	137,270,078	92,717,751	n.a.
surse proprii	lei	438,756,006	172,631,476	409,503,710	288,327,787	154,457,737	271,977,607	92,726,253	107,885,434	123,421,074	82,638,402	n.a.
contributii din care:	lei	19,231,159	27,539,401	93,490,968	4,538,388	126,224,415	109,552,556	4,636,289	32,230,145	13,849,005	10,079,349	n.a.
tarif de racordare	lei	1,343,455	27,259,370	90,612,719	4,538,388	126,178,430	47,688,430	4,636,289	32,205,099	8,694,965	9,346,107	n.a.
Investitii recunoscute	lei	433,041,479	156,046,472	347,384,794	206,480,953	87,650,312	262,463,507	23,104,000	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Anul		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Venit total din situațiile financiare	lei	2,998,109,139	2,541,883,285	2,679,809,912	3,273,229,540	2,860,856,444	2,560,130,925	2,874,606,265	3,032,679,650	2,752,463,319	n.a.	n.a.
Cheltuieli totale din situațiile financiare	lei	2,944,594,309	2,530,626,752	2,658,073,832	3,146,227,537	2,813,812,444	2,320,379,154	2,442,800,177	2,602,857,114	2,417,873,365	n.a.	n.a.
Profit brut din situațiile financiare	lei	53,514,830	11,256,533	21,736,080	127,002,003	47,044,000	239,751,771	431,806,088	429,822,536	334,589,954	n.a.	n.a.
Profit net din situațiile financiare	lei	41,943,077	6,135,590	9,557,424	90,913,316	34,487,968	200,927,862	357,616,487	360,054,467	272,361,543	n.a.	n.a.

Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

La sfârșitul anului 2016 ANRE a analizat solicitările fundamentate ale operatorilor și a aprobat, **prin Ordinele președintelui ANRE nr. 107 până la 114 din 2016**, tarifele specifice **pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, care se aplică de operatorii de distribuție concesionari în anul 2017**. La determinarea acestor tarife au fost aplicate prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 72/2013, cu modificările și completările ulterioare.

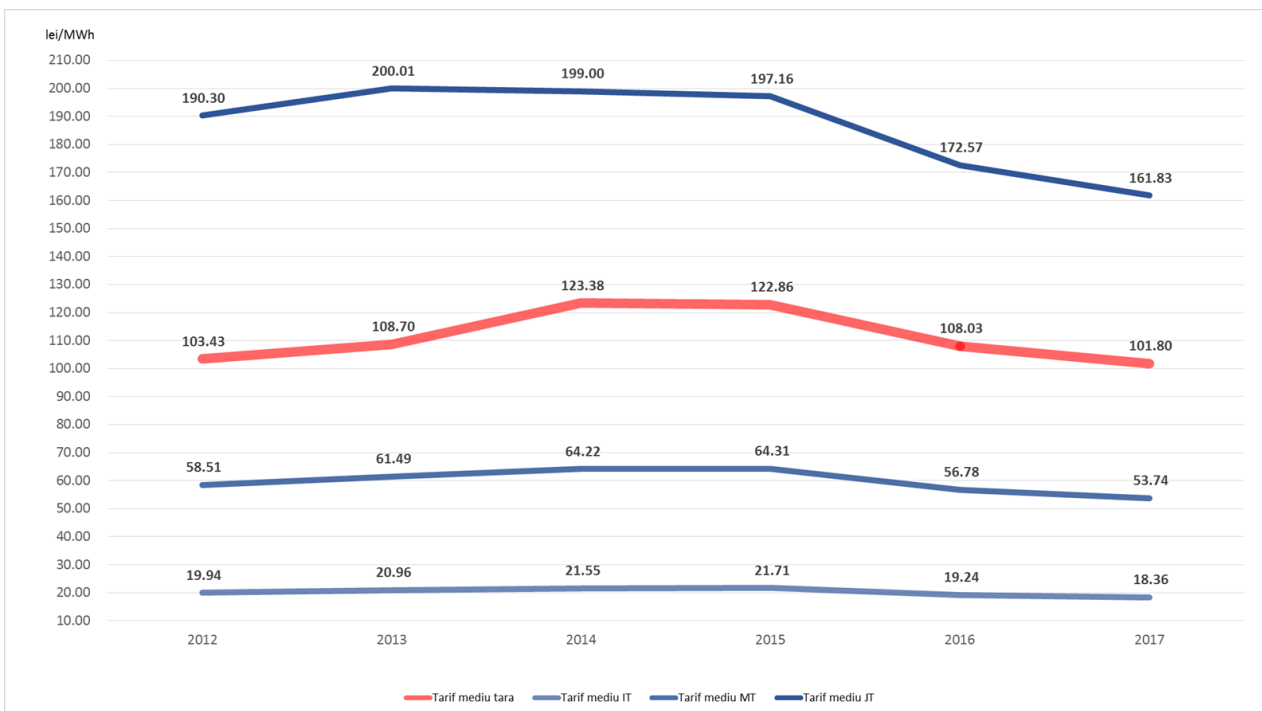
Astfel, tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari pentru anul 2017 sunt:

- tariful specific mediu pentru înaltă tensiune – 18,36 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru medie tensiune – 35,38 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru joasă tensiune – 108,09 lei/MWh.

Față de valorile tarifelor aprobate pentru anul anterior, tarifele medii au scăzut, înregistrând o variație de - 4,59 % la înaltă tensiune, - 5,73 % la medie tensiune și - 6,65 % la joasă tensiune, relevant pentru clienții casnici.

Tarifal mediu pe țară pentru anul 2017, de 101,80 lei/MWh, a înregistrat o scădere de cca. 5,77 % față de tariful mediu pe țară care a avut în anul 2016 valoarea de 108,03 lei/MWh.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii de distribuție a energiei electrice care s-au aplicat în perioada 2012-2017 clienților finali, în funcție de nivelurile de tensiune la care locurile de consum ale acestora sunt racordate la rețelele electrice de distribuție, exprimate în termeni nominali:



Evoluția descrescătoare a tarifelor de distribuție a energiei electrice în perioada a treia de reglementare (începând cu anul 2014), se explică atât prin creșterea cantității de energie electrică distribuite, cât și prin reducerea veniturilor reglementate ca urmare a înăsprii condițiilor prevăzute de metodologie pentru recunoașterea costurilor (întărirea verificărilor, solicitarea de date și documente justificative suplimentare etc).

Ponderea tarifelor de rețea (de transport și de distribuție a energiei electrice) în structura prețului energiei la clientul final în perioada a treia de reglementare reprezintă cca. 35 %, ceea ce înseamnă o scădere față de perioada a doua de reglementare, când ponderea tarifelor de rețea în structura prețului energiei electrice la clientul final a reprezentat cca. 45 %. Această perioadă se caracterizează printr-un nivel mai redus al costurilor recunoscute în tarife, atât al celor de capital prin ajustarea ratei reglementate a rentabilității capitalului în conformitate cu condițiile economice actuale, cât și al celor de operare-mentenanță, care reflectă eficientizarea serviciului acumulată în perioada 2005-2013. De asemenea, pentru costurile cu pierderile tehnologice de rețea, ANRE a inclus în cadrul metodologiei mecanismul de stimulare a eficientizării acestora, cu efect atât asupra cantității cât și asupra prețului de achiziție, prevederile metodologice fiind similare atât pentru serviciul de distribuție cât și pentru serviciul de transport al energiei electrice.

În tariful pentru serviciul de distribuție a fost inclus costul cu impozitul pe monopolul natural din sectorul energiei electrice, instituit prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 5/2013 și cu impozitul pe construcții speciale, instituit prin Ordonanța de Urgență a Guvernului nr. 102/2013, care fac parte din costurile de operare și mentenanță necontrolabile (nesupuse procesului de eficientizare) din categoria impozitelor, redevențelor, taxelor și vărsămintelor asimilate, având în vedere că potrivit celor două ordonanțe, se includ în categoria cheltuielilor deductibile fiscal.

Pentru determinarea tarifelor de distribuție care se aplică în anul 2017, au fost calculate și aplicate corecțiile anuale de închidere a ultimelor patru luni ale anului 2015, precum și cele care au rezultat din datele estimate a fi realizate în anul 2016, care au fost aplicate veniturilor liniarizate prognozate pentru acest an.

Corecțiile aplicate la determinarea tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aprobate de ANRE la sfârșitul anului 2016 pentru anul 2017 se prezintă în tabelul următor:

lei - termeni nominali ai anului 2016

Operator	Corecție 2015	Corecție 2016	Corecție 2017*	Total corecții
Enel Distribuție Muntenia	-13.202.375	-76.335.037	-32.902.260	-122.439.672
Enel Distribuție Banat	-7.805.329	-42.198.687	-19.680.394	-69.684.410
Enel Distribuție Dobrogea	-7.282.655	-25.319.445	-16.461.542	-49.063.642
CEZ Distribuție	-14.888.748	-49.150.910	-31.948.789	-95.988.447
E.ON Distribuție Romania	510.523	-44.053.093	-22.593.471	-66.136.041
Electrica Distribuție Muntenia Nord	3.844.559	-78.171.650	-22.892.013	-97.219.104
Electrica Distribuție Transilvania Nord	-4.000.866	-58.366.306	-21.056.504	-83.423.676
Electrica Distribuție Transilvania Sud	-1.274.949	-58.181.088	-21.417.678	-80.873.715

*Corecție aferentă modificării RRR pentru anul 2017, conform Ord. ANRE 146/2014 și Corecție aferentă eliminării impozitului pe construcții speciale în anul 2017

.Datele prezentate în tabelul anterior indică faptul că au fost aplicate corecții valorice semnificative care au redus veniturile reglementate ale operatorilor de distribuție concesionari și care explică reducerea față de tarifele aplicate în anul 2016.

Nivelul corecțiilor valorice anuale negative aplicate la stabilirea tarifelor pentru anul 2017 a rezultat în principal ca urmare a creșterii energiei electrice distribuite, a scăderii costurilor cu achiziția CPT pe fondul scăderii prețului de achiziție a energiei electrice pe piața angro, a reducerii rentabilității capitalului prin reducerea ratei reglementate a rentabilității la 7,7 % și prin eliminarea impozitului pe construcții speciale, începând cu data de 31 decembrie 2016.

Analiza de detaliu a costurilor pe baza cărora s-au stabilit tarifele pentru serviciul de distribuție a fost prezentată în cadrul documentelor de aprobare a Ordinelor președintelui ANRE nr. 107 până la 114 din 2016.

Se prezintă în tabelele următoare situații centralizatoare privind evoluția pentru fiecare operator de distribuție a valorii tarifelor de distribuție a energiei electrice pe niveluri de tensiune aprobate de ANRE în perioada 2008-2017, a factorilor care au influențat tarifele de distribuție a energiei electrice, precum și rezultatele financiare ale operatorilor de distribuție concesionari, prezentate în situațiile financiare la data de 31 decembrie a fiecărui an.

Se menționează că în aplicarea prevederilor art. 48 alin. (2) lit. (c) din Legea energiei electrice nr. 123/2012, conform cărora operatorii de distribuție concesionari, ca și operatorul de transport și de sistem au obligația publicării costurilor privind operarea, menținerea și dezvoltarea rețelelor electrice pe site-urile proprii, ANRE a aprobat prin Decizia nr. 618/2015 machetele cu formatul cadru pentru publicarea acestora.

Tarifele de distribuție aplicate în perioada 2008-2016 [lei/MWh, termeni nominali]

Nume distribuitor	Tens.	01/01/2008	01/01/2009	01/01/2010	10/12/2010	01/01/2011	01.07.2012	01/01/2013	01/01/2014	01/01/2015	01/01/2016
Total tara	Total										
	IT	18.31	18.18	18.46	18.46	18.77	19.31	20.30	20.65	21.71	19.24
	MT	56.36	56.54	57.48	57.48	57.96	59.95	63.00	65.26	64.31	56.78
	JT	169.86	173.47	177.02	177.02	180.59	191.95	201.74	200.57	197.16	172.57
E- Distribuție Muntenia	Total										
	IT	9.44	9.25	9.39	8.73	8.92	10.49	11.02	12.19	12.16	10.17
	MT	38.14	37.04	37.48	34.85	35.36	41.60	43.72	48.35	48.44	40.64
	JT	166.85	164.98	163.25	151.82	151.21	177.92	186.99	182.47	183.53	154.42
E- Distribuție Banat	Total										
	IT	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	22.07	22.80	22.10	18.60
	MT	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	66.21	68.97	66.91	56.58
	JT	171.22	178.05	189.28	189.28	192.66	202.00	212.30	205.63	200.54	170.11
E- Distribuție Dobrogea	Total										
	IT	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	22.07	22.07	22.04	19.30
	MT	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	66.21	66.21	66.02	57.78
	JT	167.53	170.69	175.67	175.67	186.72	202.00	212.30	211.67	211.33	184.57
Distribuție Energie Oltenia	Total										
	IT	19.75	20.22	21.00	21.00	21.00	21.00	22.07	24.28	25.39	22.56
	MT	61.75	62.22	63.00	63.00	63.00	63.00	66.21	70.62	73.81	65.66
	JT	200.75	201.22	202.00	202.00	202.00	202.00	212.30	210.77	211.11	184.24
Delgaz Grid	Total										
	IT	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	22.07	20.85	20.64	18.71
	MT	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	63.00	66.21	67.10	66.32	60.15
	JT	176.34	194.50	188.17	188.17	196.15	202.00	212.30	214.50	208.84	188.26
SDEE Muntenia Nord	Total										
	IT	14.14	13.64	13.26	13.26	15.30	18.00	18.92	18.90	18.47	15.93
	MT	48.00	47.73	48.18	48.18	53.79	60.00	63.06	63.13	61.31	52.60
	JT	171.40	169.10	169.15	169.15	190.07	199.00	209.15	206.05	199.92	171.38
SDEE Transilvania Nord	Total										
	IT	19.13	18.33	19.99	19.99	20.96	21.00	22.07	20.65	21.10	19.93
	MT	61.13	60.33	61.99	61.99	62.96	63.00	66.21	67.28	68.44	64.20
	JT	149.81	144.23	149.06	149.06	151.60	164.42	172.80	178.75	180.59	167.74
SDEE Transilvania Sud	Total										
	IT	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	21.00	22.07	23.46	23.41	21.22
	MT	52.86	55.96	60.19	60.19	59.53	62.98	66.19	70.44	70.26	63.58
	JT	155.01	164.99	179.55	179.55	174.30	186.25	195.75	194.73	192.65	172.02

Situația veniturilor reglementate ale operatorilor de distribuție concesionari în perioada 2008-2016

	[lei termeni nominali]					
Nume distribuitor	2008	2009	2010	2011	2012	2013
E- Distribuție Muntenia	609,017,247	616,783,958	649,235,181	621,312,127	714,838,756	793,542,260
E- Distribuție Banat	424,726,822	439,929,623	464,300,663	472,895,206	483,316,442	535,077,393
E- Distribuție Dobrogea	315,740,224	321,607,102	330,661,129	346,376,760	356,689,428	432,807,819
Distribuție Energie Oltenia	628,543,721	634,386,501	642,877,477	644,870,097	646,915,408	772,944,811
Delgaz Grid	484,879,543	539,143,402	536,933,062	568,501,299	594,495,140	598,749,007
SDEE Muntenia Nord	503,745,093	500,502,889	504,126,669	571,156,630	597,659,190	609,716,351
SDEE Transilvania Nord	417,301,816	411,477,244	433,702,908	447,510,591	461,417,480	532,093,695
SDEE Transilvania Sud	434,862,878	466,062,134	509,951,160	503,505,387	525,378,530	614,441,154
Nume distribuitor	2014	2015	2016			
E- Distribuție Muntenia	832,171,358	844,161,281	716,539,293			
E- Distribuție Banat	545,593,605	536,268,885	458,634,246			
E- Distribuție Dobrogea	447,619,922	450,837,586	397,391,042			
Distribuție Energie Oltenia	722,712,264	738,457,451	653,344,994			
Delgaz Grid	651,090,514	640,702,615	583,046,666			
SDEE Muntenia Nord	672,031,680	644,457,850	545,963,095			
SDEE Transilvania Nord	564,356,552	576,193,910	541,207,460			
SDEE Transilvania Sud	627,619,224	627,601,007	567,232,826			

Situția veniturilor/costurilor totale realizate pentru serviciul de distribuție a energiei electrice în perioada 2008-2016										
										[lei, termeni nominali]
Nume distribuitor		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
E- Distribuție Muntenia	Venituri Totale	689,467,437	688,312,173	700,205,845	667,759,321	786,844,511	848,328,675	841,659,618	884,770,554	762,470,893
	Costuri totale	558,135,413	591,243,344	603,676,058	712,224,997	689,250,590	702,385,068	718,472,054	676,720,370	667,371,508
	Rezultat	131,332,024	97,068,829	96,529,787	(44,465,675)	97,593,920	145,943,608	123,187,564	208,050,183	95,099,384
E- Distribuție Banat	Venituri Totale	471,043,509	484,451,552	521,772,065	543,218,453	555,275,602	579,566,158	559,169,035	563,116,728	483,475,021
	Costuri totale	360,347,655	363,208,626	365,358,542	386,083,865	411,924,385	418,897,852	411,717,330	396,866,046	399,591,213
	Rezultat	110,695,854	121,242,926	156,413,524	157,134,588	143,351,216	160,668,306	147,451,705	166,250,682	83,883,808
E- Distribuție Dobrogea	Venituri Totale	356,441,812	365,843,532	383,697,764	417,294,406	437,599,250	467,184,662	458,806,294	472,065,240	415,041,608
	Costuri totale	300,830,893	297,641,617	307,848,727	349,267,815	364,293,707	365,323,627	367,024,584	348,617,766	350,486,933
	Rezultat	55,610,919	68,201,915	75,849,037	68,026,591	73,305,543	101,861,036	91,781,710	123,447,474	64,554,675
Distribuție Energie Oltenia	Venituri Totale	752,407,141	733,014,451	736,339,952	752,318,645	757,242,157	753,673,653	777,507,665	825,630,996	739,968,054
	Costuri totale	548,082,554	565,022,122	603,390,479	632,542,828	732,367,413	739,208,492	685,481,060	642,033,459	652,110,230
	Rezultat	204,324,587	167,992,329	132,949,473	119,775,816	24,874,743	14,465,160	92,026,605	183,597,537	87,857,824
Delgaz Grid	Venituri Totale	535,922,137	603,384,383	595,674,422	604,552,825	634,420,725	667,014,371	677,911,562	678,444,772	633,552,417
	Costuri totale	527,071,427	505,541,052	472,210,447	549,763,907	561,780,703	570,882,588	594,758,127	580,974,253	536,540,509
	Rezultat	8,850,711	97,843,330	123,463,975	54,788,917	72,640,022	96,131,783	83,153,435	97,470,519	97,011,908
SDEE Muntenia Nord	Venituri Totale	573,757,128	568,390,106	561,941,455	648,613,812	676,622,481	718,663,003	717,254,127	723,539,092	639,877,325
	Costuri totale	487,170,262	527,344,052	564,044,152	586,282,681	575,504,810	575,639,599	595,993,079	574,284,614	548,573,846
	Rezultat	86,586,866	41,046,054	(2,102,697)	62,331,131	101,117,671	143,023,405	121,261,048	149,254,478	91,303,479
SDEE Transilvania Nord	Venituri Totale	472,695,954	456,604,269	484,765,289	507,277,380	529,881,170	574,857,704	595,748,478	634,744,212	614,692,330
	Costuri totale	450,312,994	451,593,433	492,040,062	493,777,436	499,309,674	452,023,129	500,385,823	489,918,672	480,305,298
	Rezultat	22,382,960	5,010,836	(7,274,773)	13,499,944	30,571,496	122,834,574	95,362,655	144,825,540	134,387,032
SDEE Transilvania Sud	Venituri Totale	487,887,964	506,580,846	563,810,887	571,543,404	601,387,677	642,311,539	659,136,404	687,392,353	634,328,155
	Costuri totale	499,553,381	494,781,430	553,726,387	561,605,750	550,032,307	536,810,565	560,712,185	544,933,462	530,832,257
	Rezultat	(11,665,418)	11,799,417	10,084,500	9,937,654	51,355,370	105,500,974	98,424,219	142,458,891	103,495,898

Cantitățile de energie electrică distribuită în perioada 2008-2016 [MWh]

Nume distribuitor	Tens.	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total tara	Total	42,440,179	39,399,291	40,851,492	42,317,713	41,583,650	41,004,021	41,073,898	42,603,956	43,277,933
	IT	10,290,915	7,827,544	8,424,403	8,864,917	8,245,155	7,441,406	7,191,664	7,232,190	7,303,196
	MT	13,466,938	12,363,663	12,928,759	13,540,668	13,297,744	13,438,200	13,831,930	14,596,703	14,862,430
	JT	18,682,326	19,208,084	19,498,330	19,912,128	20,040,751	20,124,416	20,050,304	20,775,063	21,112,307
E- Distributie Muntenia	Total	5,913,207	5,997,096	6,247,840	6,396,853	6,191,811	6,521,654	6,564,445	7,036,123	7,053,057
	IT	240,869	250,511	260,376	263,471	234,858	227,111	237,693	251,736	257,328
	MT	2,197,328	2,245,710	2,370,933	2,469,774	2,314,427	2,491,981	2,563,859	2,815,601	2,831,709
	JT	3,475,010	3,500,875	3,616,531	3,663,608	3,642,526	3,802,562	3,762,893	3,968,785	3,964,021
E- Distributie Banat	Total	3,956,322	3,854,331	4,077,731	4,241,083	3,832,402	3,978,862	3,969,392	4,143,040	4,227,400
	IT	612,792	590,337	724,412	767,561	601,406	453,997	444,522	515,587	540,635
	MT	1,299,607	1,198,755	1,272,031	1,335,956	1,283,253	1,417,040	1,478,577	1,526,980	1,563,336
	JT	2,043,923	2,065,238	2,081,288	2,137,566	1,947,742	2,107,825	2,046,293	2,100,473	2,123,430
E- Distributie Dobrogea	Total	3,465,577	3,345,577	3,479,535	3,635,587	3,644,128	3,495,927	3,527,040	3,578,969	3,615,569
	IT	1,014,446	920,099	995,466	1,060,272	1,046,136	905,841	967,444	906,709	922,140
	MT	903,191	821,120	840,360	867,322	854,542	860,903	870,678	939,489	950,611
	JT	1,547,940	1,604,358	1,643,709	1,707,992	1,743,450	1,729,182	1,688,918	1,732,771	1,742,818
Distributie Energie Oltenia	Total	8,281,349	7,072,580	6,994,450	7,335,072	6,977,758	6,452,703	6,315,723	6,418,724	6,381,036
	IT	3,447,083	2,496,831	2,421,833	2,647,064	2,182,219	1,946,080	1,778,479	1,738,686	1,653,927
	MT	2,502,890	2,125,046	2,105,604	2,144,279	2,194,730	2,018,543	1,956,055	1,998,874	1,961,311
	JT	2,331,376	2,450,704	2,467,013	2,543,729	2,600,808	2,488,079	2,581,188	2,681,165	2,765,798
Delgaz Grid	Total	4,296,166	4,051,815	4,350,954	4,423,498	4,592,726	4,413,577	4,390,501	4,350,475	4,479,407
	IT	910,502	647,973	735,969	804,075	871,960	755,227	672,270	575,719	599,029
	MT	931,472	896,864	1,014,633	1,091,675	1,101,779	1,043,577	1,114,385	1,144,621	1,206,410
	JT	2,454,192	2,506,978	2,600,351	2,527,747	2,618,987	2,614,774	2,603,847	2,630,135	2,673,969
SDEE Muntenia Nord	Total	7,194,719	6,211,722	6,363,140	6,544,653	6,421,103	6,245,826	6,245,247	6,513,419	6,572,009
	IT	2,843,338	1,879,375	2,106,067	2,097,785	1,914,901	1,813,137	1,745,975	1,818,688	1,821,733
	MT	1,991,846	1,841,245	1,793,435	1,887,954	1,912,725	1,884,175	1,965,660	2,065,585	2,088,448
	JT	2,359,535	2,491,101	2,463,638	2,558,914	2,593,477	2,548,514	2,533,612	2,629,146	2,661,827
SDEE Transilvania Nord	Total	4,469,979	4,254,551	4,391,480	4,561,960	4,580,343	4,598,517	4,695,851	4,929,212	5,131,107
	IT	593,201	458,829	514,622	533,642	504,376	496,149	522,617	547,039	551,286
	MT	1,608,561	1,458,202	1,501,664	1,580,309	1,568,321	1,607,526	1,687,968	1,792,722	1,907,544
	JT	2,268,217	2,337,520	2,375,194	2,448,009	2,507,645	2,494,843	2,485,267	2,589,451	2,672,278
SDEE Transilvania Sud	Total	4,862,860	4,611,620	4,946,363	5,179,008	5,343,380	5,296,954	5,365,698	5,633,995	5,818,347
	IT	628,683	583,588	665,659	691,047	889,299	843,863	822,663	878,026	957,119
	MT	2,032,043	1,776,721	2,030,098	2,163,399	2,067,966	2,114,454	2,194,749	2,312,831	2,353,062
	JT	2,202,134	2,251,311	2,250,606	2,324,562	2,386,115	2,338,637	2,348,286	2,443,138	2,508,166

Evoluția CPT în rețelele electrice de distribuție a energiei electrice în perioada 2007-2016

Nume distribuitor	Tens.	% din energia electrică intrată în contur									
		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Enel Distribuție Muntenia	Total	16.05	15.25	16.16	16.73	16.47	13.03	13.78	14.61	13.21	12.95
	IT	1.29	0.76	0.70	0.70	0.72	0.71	0.63	0.58	0.68	0.68
	MT	5.48	4.00	4.52	4.39	4.35	3.68	3.78	3.85	3.59	3.54
	JT	19.29	19.70	20.41	21.20	21.13	16.42	17.64	18.52	16.96	16.79
Enel Distribuție Banat	Total	12.38	11.04	11.39	10.98	9.68	9.87	9.78	9.59	9.64	10.14
	IT	0.65	0.60	0.60	0.69	0.69	0.64	0.68	0.81	0.73	0.88
	MT	3.38	3.69	3.77	3.82	3.71	3.65	3.61	3.69	3.67	3.95
	JT	20.06	17.77	16.98	17.17	14.78	15.21	14.71	14.36	14.56	14.44
Enel Distribuție Dobrogea	Total	13.46	12.34	12.56	11.56	10.97	9.93	9.57	10.54	10.04	10.43
	IT	0.76	0.68	0.79	1.01	1.16	1.35	1.94	2.16	1.63	1.86
	MT	2.99	4.05	4.39	3.90	4.02	4.15	3.95	5.17	6.13	5.55
	JT	23.39	19.67	18.62	18.18	16.00	15.52	14.06	14.06	12.71	13.90
CEZ Distribuție	Total	9.96	10.19	11.69	12.43	12.31	12.40	13.32	11.37	10.62	10.20
	IT	1.64	1.71	1.62	1.46	1.20	1.45	1.68	1.23	1.11	1.18
	MT	5.54	4.82	4.79	4.89	5.02	5.21	5.34	4.10	3.74	4.00
	JT	25.92	23.69	24.55	27.36	26.32	23.74	24.64	23.44	20.75	19.14
E.ON Moldova Distribuție	Total	15.23	16.47	16.72	15.20	16.19	15.95	15.65	14.93	13.45	12.85
	IT	1.21	1.25	1.01	0.87	1.06	0.96	1.02	1.01	0.86	1.02
	MT	3.20	3.27	2.54	2.66	2.85	2.85	2.97	2.68	2.68	2.74
	JT	21.55	21.79	21.81	20.49	22.37	21.77	20.45	19.65	17.39	16.26
FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord	Total	9.66	10.16	10.92	11.84	11.46	11.92	12.18	12.38	11.40	11.42
	IT	0.69	0.74	0.97	1.02	0.98	1.01	1.06	1.02	0.87	0.82
	MT	7.55	6.96	6.71	7.36	7.01	7.17	6.87	6.61	6.59	6.37
	JT	15.51	15.78	14.16	15.73	14.85	15.29	16.16	17.02	15.17	15.51
FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord	Total	12.16	12.32	12.04	13.08	11.91	11.68	11.59	11.34	11.08	10.75
	IT	1.01	1.26	1.25	1.60	1.17	1.36	1.19	0.98	1.13	1.21
	MT	4.85	3.77	4.74	4.62	4.59	4.58	4.49	4.69	4.56	4.64
	JT	15.07	15.45	12.45	14.17	12.93	12.08	12.29	12.22	11.69	10.98
FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud	Total	11.26	11.46	12.29	12.64	12.20	12.15	12.21	11.80	11.18	10.75
	IT	1.25	1.19	1.22	1.15	1.24	1.14	1.10	1.04	0.97	1.03
	MT	4.23	4.14	4.32	4.13	4.06	4.22	4.21	4.23	4.06	3.67
	JT	17.67	17.19	16.89	19.38	18.13	17.57	18.42	17.51	16.96	16.62

Situția costurilor recunoscute cu CPT în veniturile liniarizate ale operatorilor de distribuție a energiei electrice concesiionari aferente fiecărui an al perioadei 2014-2016									
									(lei termeni nominali ai fiecarui an)
		E-Distribuție MUNTENIA	E-Distribuție BANAT	E-Distribuție DOBROGEA	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
2014	Venit liniarizat 2014	832,171,358	545,593,605	447,619,922	722,712,264	651,090,514	672,031,680	564,356,552	627,619,224
	COST cpt RECUNOSCUT	213,620,592	106,479,317	97,740,935	216,387,500	155,645,925	177,754,258	124,534,544	156,533,706
	% COST cpt RECUNOSCUT în Venit liniarizat	25.67%	19.52%	21.84%	29.94%	23.91%	26.45%	22.07%	24.94%
2015	Venit liniarizat 2015	832,802,135	536,127,023	448,309,471	740,164,908	656,246,701	659,513,803	588,144,874	643,280,847
	COST cpt RECUNOSCUT	213,797,520	108,504,166	95,017,656	194,271,711	143,564,666	173,659,498	125,057,826	156,281,462
	% COST cpt RECUNOSCUT în Venit liniarizat	25.67%	20.24%	21.19%	26.25%	21.88%	26.33%	21.26%	24.29%
2016	Venit liniarizat 2016	810,173,394	513,693,856	437,077,493	735,210,248	645,411,389	626,953,381	594,109,251	639,134,731
	COST cpt RECUNOSCUT	202,772,220	98,920,618	89,078,035	179,626,876	132,999,734	156,501,625	115,547,775	143,831,964
	% COST cpt RECUNOSCUT în Venit liniarizat	25.03%	19.26%	20.38%	24.43%	20.61%	24.96%	19.45%	22.50%

Investiții prognozate și realizate de operatorii de distribuție concesionari în perioada 2008-2016 [lei termeni nominali] (1)										
Nume distribuitor		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Total tara	Investiții totale prognozate	1,334,438,798	1,468,306,728	1,632,221,304	1,679,781,570	1,799,931,345	-	1,408,949,349	1,520,966,829	1,627,853,657
	surse proprii	1,073,253,383	1,171,067,849	1,285,712,330	1,283,258,968	1,338,639,576	-	1,013,986,094	1,240,066,761	1,373,496,165
	contribuții financiare	261,185,414	297,238,879	346,508,974	396,522,603	461,291,769	-	394,963,255	280,900,068	254,357,492
	Investiții realizate	1,301,488,109	1,341,073,435	2,005,998,254	2,053,809,632	1,607,289,210	1,448,984,580	1,397,746,691	1,519,998,535	1,703,752,952
	surse proprii	909,947,208	841,267,156	1,453,504,112	1,520,759,336	1,208,249,122	960,779,960	969,468,159	1,134,972,130	1,244,372,278
	contribuții financiare	391,540,901	499,806,279	552,494,141	533,050,296	399,040,089	488,204,620	428,278,532	385,026,405	459,380,674
	Investiții recunoscute	956,807,602	887,139,429	1,465,065,412	1,543,715,928	1,267,711,033	934,358,751	869,246,544	1,028,373,126	-
E- Distributie Muntenia	Investiții totale prognozate	314,766,000	524,541,096	627,187,595	583,788,612	635,128,662	-	272,835,603	249,134,678	252,645,069
	surse proprii	164,430,000	338,725,800	396,309,186	308,348,362	302,354,070	-	180,184,461	161,596,866	169,724,310
	contribuții financiare	150,336,000	185,815,296	230,878,409	275,440,250	332,774,592	-	92,651,142	87,537,812	82,920,759
	Investiții realizate	161,534,802	253,701,485	720,522,200	714,827,425	367,834,854	222,066,874	248,672,218	215,984,939	297,342,638
	surse proprii	28,942,272	121,218,019	453,171,266	540,298,818	269,193,811	143,053,837	166,995,964	137,994,102	162,344,913
	contribuții financiare	132,592,530	132,483,466	267,350,934	174,528,607	98,641,044	79,013,037	81,676,254	77,990,838	134,997,725
	Investiții recunoscute	28,942,272	121,218,019	453,171,266	540,298,818	269,193,811	129,536,101	142,803,647	124,301,881	-
E- Distributie Banat	Investiții totale prognozate	169,022,560	164,047,385	145,412,208	156,846,245	176,450,054	-	113,435,592	130,580,580	140,900,695
	surse proprii	153,884,560	148,455,245	128,993,685	139,813,668	158,555,629	-	72,313,365	92,984,767	105,190,682
	contribuții financiare	15,138,000	15,592,140	16,418,523	17,032,576	17,894,425	-	41,122,227	37,595,813	35,710,013
	Investiții realizate	218,308,767	142,403,236	234,213,659	200,679,231	164,700,337	132,370,477	99,516,340	108,443,955	149,350,356
	surse proprii	168,688,282	91,620,273	192,188,039	155,460,354	119,168,335	85,139,714	66,793,275	77,794,436	97,964,559
	contribuții financiare	49,620,485	50,782,963	42,025,620	45,218,878	45,532,002	47,230,763	32,723,065	30,649,519	51,385,797
	Investiții recunoscute	168,588,626	91,123,119	188,039,133	154,911,152	118,009,178	79,706,780	61,040,992	66,768,358	-
E- Distributie Dobrogea	Investiții totale prognozate	135,578,016	139,948,597	129,761,818	134,331,817	143,222,038	-	120,711,413	127,395,353	141,618,268
	surse proprii	121,379,616	124,958,636	113,977,390	117,557,666	125,599,115	-	65,539,109	76,609,455	93,357,620
	contribuții financiare	14,198,400	14,989,961	15,784,429	16,774,151	17,622,923	-	55,172,304	50,785,898	48,260,648
	Investiții realizate	172,002,269	159,372,998	228,472,140	232,744,096	160,218,714	151,463,117	108,474,749	94,063,754	128,790,631
	surse proprii	124,712,365	117,545,971	191,513,930	161,882,062	108,447,889	80,082,495	61,816,565	64,446,784	81,452,408
	contribuții financiare	47,289,904	41,827,028	36,958,209	70,862,035	51,770,825	71,380,622	46,658,184	29,616,970	47,338,223
	Investiții recunoscute	124,481,396	115,352,085	153,204,577	125,798,980	103,334,269	75,095,064	54,788,830	57,340,329	-
Distributie Energie Oltenia	Investiții totale prognozate	186,365,767	137,630,175	224,996,940	255,264,618	267,736,081	-	204,317,556	194,276,507	194,445,974
	surse proprii	165,352,553	115,931,292	203,280,329	233,769,976	245,079,852	-	155,055,396	161,843,711	162,879,085
	contribuții financiare	21,013,214	21,698,882	21,716,611	21,494,641	22,656,230	-	49,262,160	32,432,796	31,566,889
	Investiții realizate	137,523,578	165,222,043	226,689,045	253,577,945	291,887,009	250,441,280	211,733,113	201,777,980	200,800,862
	surse proprii	137,523,578	124,584,812	198,965,990	225,711,255	251,920,530	197,943,851	155,055,639	161,853,684	166,211,011
	contribuții financiare	-	40,637,231	27,723,055	27,866,689	39,966,479	52,497,429	56,677,473	39,924,296	34,589,851
	Investiții recunoscute	137,523,578	124,441,198	198,965,990	224,142,631	251,920,530	197,943,851	138,904,003	156,485,357	-

Investiții prognozate și realizate de operatorii de distribuție concesiionari în perioada 2008-2016 [lei termeni nominali] (2)										
Nume distribuitor		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Delgaz Grid	Investiții totale prognozate	139,245,249	133,472,853	120,449,456	125,066,647	136,748,773	-	173,382,141	183,513,064	162,913,979
	surse proprii	139,245,249	133,472,853	120,449,456	125,066,647	136,748,773	-	173,382,141	183,513,064	162,913,979
	contribuții financiare	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Investiții realizate	190,596,960	165,194,068	147,344,378	149,513,625	157,988,427	151,690,209	196,355,397	208,162,093	210,545,229
	surse proprii	137,776,110	98,739,267	99,121,874	104,225,992	96,640,976	111,662,551	155,691,001	169,632,197	174,108,399
	contribuții financiare	52,820,850	66,454,801	48,222,505	45,287,634	61,347,451	40,027,658	40,664,395	38,529,896	36,436,831
	Investiții recunoscute	148,417,718	111,600,668	114,120,645	122,710,059	119,844,033	110,532,740	141,870,708	162,217,590	-
SDEE Muntenia Nord	Investiții totale prognozate	150,889,353	133,382,306	127,629,845	133,978,362	136,244,298	-	185,098,622	245,720,845	270,936,460
	surse proprii	121,657,353	102,735,686	94,226,642	97,563,889	96,753,154	-	117,221,622	180,350,659	215,037,277
	contribuții financiare	29,232,000	30,646,620	33,403,203	36,414,473	39,491,144	-	67,877,000	65,370,186	55,899,183
	Investiții realizate	181,671,265	151,024,826	135,872,457	139,937,095	144,639,614	167,848,347	194,552,449	195,724,577	193,516,471
	surse proprii	120,450,605	98,385,537	95,677,560	88,101,260	98,725,516	100,557,914	120,511,911	144,903,430	159,969,235
	contribuții financiare	61,220,660	52,639,289	40,194,896	51,835,835	45,914,098	67,290,433	74,040,538	50,821,147	33,547,236
	Investiții recunoscute	132,868,147	111,104,712	103,574,190	102,847,981	117,270,571	100,557,914	110,204,443	132,769,343	-
SDEE Transilvania Nord	Investiții totale prognozate	138,636,936	123,488,673	116,314,481	147,431,630	154,662,128	-	196,730,000	193,689,440	234,084,383
	surse proprii	112,536,936	96,605,673	88,006,682	118,065,120	123,809,672	-	129,780,000	193,689,440	234,084,383
	contribuții financiare	26,100,000	26,883,000	28,307,799	29,366,511	30,852,456	-	66,950,000	-	-
	Investiții realizate	142,870,287	117,562,560	111,547,081	162,830,101	112,055,332	184,272,173	126,217,557	255,701,529	292,825,204
	surse proprii	94,875,022	77,276,199	78,933,824	101,306,777	112,055,332	123,661,955	120,387,761	194,431,718	236,683,375
	contribuții financiare	47,995,265	40,286,361	32,613,258	61,523,324	-	60,610,218	5,829,796	61,269,811	56,141,829
	Investiții recunoscute	106,511,994	91,228,139	93,338,404	114,693,667	127,105,150	123,645,003	119,980,515	181,379,802	-
SDEE Transilvania Sud	Investiții totale prognozate	99,934,916	111,795,644	140,468,960	143,073,640	149,739,311	-	142,438,421	196,656,362	230,308,829
	surse proprii	94,767,116	110,182,664	140,468,960	143,073,640	149,739,311	-	120,510,000	189,478,800	230,308,829
	contribuții financiare	5,167,800	1,612,980	-	-	-	-	21,928,422	7,177,562	-
	Investiții realizate	96,980,181	186,592,218	201,337,294	199,700,114	207,964,922	188,832,104	212,224,868	240,139,708	230,581,561
	surse proprii	96,978,974	111,897,078	143,931,630	143,772,819	152,096,733	118,677,643	122,216,042	183,915,779	165,638,378
	contribuții financiare	1,207	74,695,140	57,405,664	55,927,295	55,868,189	70,154,460	90,008,826	56,223,928	64,943,183
	Investiții recunoscute	109,473,870	121,071,489	160,651,208	158,312,640	161,033,491	117,341,298	99,653,406	147,110,466	-

Veniturile și cheltuielile totale conform Situațiilor financiare anuale la 31 decembrie 2008-2016 ale operatorilor de distribuție a energiei electrice concesiari (1)

							[lei]
Operator de distribuție	An	Venituri Totale	Cheltuieli Totale	Profit brut	% rata profit brut	Profit net	
		1	2	3=1-2	4=3/1	5	
E- Distribuție Muntenia	2008	1,790,157,877	1,507,925,381	282,232,496	15.77%	220,640,054	
	2009	1,029,771,779	689,115,079	340,656,700	33.08%	280,052,234	
	2010	996,607,617	847,293,861	149,313,756	14.98%	105,084,129	
	2011	983,350,161	906,225,615	77,124,546	7.84%	50,470,639	
	2012	1,119,001,197	883,423,820	235,577,377	21.05%	206,283,901	
	2013	1,153,222,805	833,911,507	319,311,298	27.69%	267,209,925	
	2014	1,073,075,554	793,133,182	279,942,372	26.09%	240,796,750	
	2015	1,055,834,844	775,173,334	280,661,510	26.58%	237,942,576	
	2016	954,924,769	773,949,669	180,975,100	18.95%	151,696,282	
E- Distribuție Banat	2008	559,022,029	419,056,491	139,965,538	25.04%	114,877,795	
	2009	590,337,760	409,338,609	180,999,151	30.66%	150,650,944	
	2010	619,060,397	435,777,888	183,282,509	29.61%	148,434,430	
	2011	642,582,054	386,653,380	255,928,674	39.83%	220,456,680	
	2012	659,888,093	457,342,859	202,545,234	30.69%	167,228,325	
	2013	688,487,078	456,660,471	231,826,607	33.67%	190,661,260	
	2014	649,705,588	443,136,679	206,568,909	31.79%	172,244,917	
	2015	646,917,204	454,995,689	191,921,515	29.67%	157,894,088	
	2016	563,599,098	450,449,739	113,149,359	20.08%	93,562,918	
E- Distribuție Dobrogea	2008	420,413,540	340,838,854	79,574,686	18.93%	63,648,668	
	2009	434,659,062	323,319,114	111,339,948	25.62%	92,084,825	
	2010	462,292,285	340,774,618	121,517,667	26.29%	99,646,464	
	2011	493,953,661	363,157,606	130,796,055	26.48%	108,851,221	
	2012	517,858,317	406,960,447	110,897,870	21.41%	94,474,591	
	2013	557,117,363	396,001,419	161,115,944	28.92%	133,529,410	
	2014	533,414,259	424,004,629	109,409,630	20.51%	87,737,448	
	2015	545,959,798	405,151,449	140,808,349	25.79%	114,801,225	
	2016	483,145,545	395,840,779	87,304,766	18.07%	73,483,749	
Distributie Energie Oltenia	2008	930,926,937	642,260,363	288,666,574	31.01%	241,067,528	
	2009	896,914,905	652,762,000	244,152,905	27.22%	204,173,548	
	2010	851,519,386	629,215,526	222,303,860	26.11%	187,194,191	
	2011	858,918,805	695,103,624	163,815,181	19.07%	130,458,811	
	2012	881,796,850	775,183,277	106,613,573	12.09%	85,956,471	
	2013	852,849,313	835,229,878	17,619,435	2.07%	660,927	
	2014	870,077,163	805,004,551	65,072,612	7.48%	43,848,579	
	2015	922,474,814	786,472,571	136,002,243	14.74%	26,880,576	
	2016	824,402,308	800,080,116	24,322,192	2.95%	8,373,992	

Veniturile și cheltuielile totale conform Situațiilor financiare anuale la 31 decembrie 2008-2016 ale operatorilor de distribuție a energiei electrice concesiionari (2)

[lei]						
Operator de distribuție	An	Venituri Totale	Cheltuieli Totale	Profit brut	% rata profit brut	Profit net
		1	2	3=1-2	4=3/1	5
Delgaz Grid (pentru anii 2015 și 2016 include distribuția de gaz natural)	2008	602,129,981	564,221,857	37,908,124	6.30%	27,166,254
	2009	649,421,247	577,186,673	72,234,574	11.12%	53,571,940
	2010	662,602,383	472,215,262	190,387,121	28.73%	165,430,265
	2011	822,950,451	557,837,894	265,112,557	32.21%	230,492,490
	2012	778,031,451	694,120,178	83,911,273	10.79%	73,019,676
	2013	798,648,054	723,133,189	75,514,865	9.46%	67,817,520
	2014	803,934,403	705,296,947	98,637,456	12.27%	83,032,132
	2015	1,686,320,985	1,367,779,440	318,541,545	18.89%	260,302,039
2016	1,619,510,065	1,330,533,980	288,976,085	17.84%	226,511,602	
SDEE Muntenia Nord	2008	628,683,510	534,103,282	94,580,228	15.04%	76,350,669
	2009	659,140,589	623,741,779	35,398,810	5.37%	24,652,384
	2010	633,875,661	601,540,826	32,334,835	5.10%	26,676,673
	2011	712,794,771	634,035,546	78,759,225	11.05%	67,414,812
	2012	752,276,162	645,926,963	106,349,199	14.14%	87,148,792
	2013	792,757,976	647,472,141	145,285,835	18.33%	126,509,974
	2014	805,433,616	636,827,537	168,606,079	20.93%	140,265,042
	2015	798,559,728	611,923,436	186,636,292	23.37%	153,159,628
2016	717,903,297	597,387,698	120,515,599	16.79%	103,686,814	
SDEE Transilvania Nord	2008	524,641,655	493,373,889	31,267,766	5.96%	24,219,738
	2009	537,947,004	516,733,507	21,213,497	3.94%	13,959,626
	2010	545,315,028	531,080,331	14,234,697	2.61%	8,523,584
	2011	570,117,548	531,355,136	38,762,412	6.80%	29,100,621
	2012	609,106,764	542,749,849	66,356,915	10.89%	53,079,013
	2013	656,273,099	569,127,467	87,145,632	13.28%	63,705,345
	2014	674,768,422	554,404,498	120,363,924	17.84%	95,331,140
	2015	720,223,823	534,161,261	186,062,562	25.83%	158,820,652
2016	701,678,909	547,256,428	154,422,481	22.01%	119,416,229	
SDEE Transilvania Sud	2008	559,975,706	528,781,694	31,194,012	5.57%	27,043,686
	2009	577,233,404	545,772,677	31,460,727	5.45%	23,178,213
	2010	630,712,648	610,990,362	19,722,286	3.13%	11,925,991
	2011	638,791,544	613,978,752	24,812,792	3.88%	19,569,602
	2012	674,387,883	616,511,539	57,876,344	8.58%	45,804,940
	2013	716,159,389	628,295,540	87,863,849	12.27%	69,383,181
	2014	739,327,988	615,928,621	123,399,367	16.69%	100,119,160
	2015	775,288,320	596,485,744	178,802,576	23.06%	152,568,993
2016	723,192,663	587,476,704	135,715,959	18.77%	116,423,100	

Pierderile înregistrate în rețelele electrice de distribuție din România incluzând consumul ilicit se situează la nivelul de 11 % din energia electrică intrată în contur și, din situația comparativă a CPT în rețele pentru anul 2014 întocmită de Banca Mondială, se constată că țara noastră se situează totuși în media țărilor est-europene. Țările precum Italia, Germania sau Cehia, cu pierderi situate între 4 % și 7 % au un volum redus de instalații la nivelul de joasă tensiune (deoarece rețelele de distribuție se delimitează față de instalațiile utilizatorilor de regulă la nivelul de medie tensiune) și au un nivel redus de pierderi prin sustragere ilicită de energie electrică.

Nivelul CPT în rețele electrice din țările europene	Electric power	
	Consumption per capita	Transmission and distribution losses
	kWh	% of output
	2014	2014
Austria	8,361	5
Belgium	7,694	5
Bulgaria	4,709	9
Croatia	3,714	13
Czech Republic	6,259	5
Denmark	5,859	6
Estonia	6,732	7
Finland	15,250	4
France	6,944	6
Germany	7,035	4
Greece	5,063	8
Hungary	3,966	12
Italy	5,002	7
Latvia	3,507	9
Lithuania	3,821	22
Luxembourg	13,915	6
Netherlands	6,713	5
Norway	23,000	6
Poland	3,972	6
Portugal	4,663	10
Romania	2,584	11
Slovenia	6,728	5
Spain	5,356	10
Sweden	13,480	5
United Kingdom	5,130	8

Sursa raport: <http://wdi.worldbank.org/table/5.11>

Electric power consumption (kWh per capita)

Electric power consumption measures the production of power plants and combined heat and power plants less transmission, distribution, and transformation losses and own use by heat and power plants

Electric power transmission and distribution losses (% of output)

Electric power transmission and distribution losses include losses in transmission between sources of supply and points of distribution and in the distribution to consumers, including pilferage.

Nivelul CPT în RED din țările ERRA		
Țara	An 2015	An 2016
Albania	28.00%	n.a.
Federația Bosniei și Herțegovinei	11.09%	10.32%
Republica Serbia	11.89%	11.42%
Croația	8.10%	7.60%
Georgia		7.71%
Letonia	4.60%	4.60%
Lituania	6.60%	6.30%
Macedonia	14.80%	14.70%
Pakistan	18.00%	18.00%
România	11.37%	11.03%
Rusia		7.60%
Turcia		13.80%
Ucraina	9.90%	n.a.
Ungaria	8.40%	n.a.

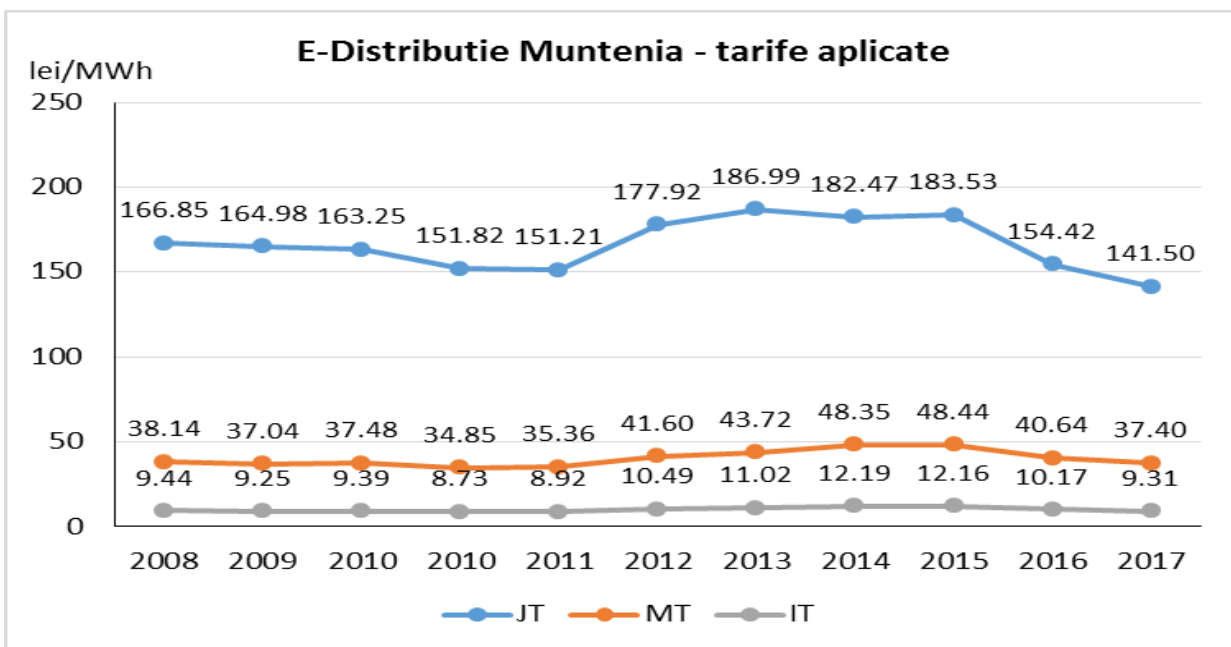
Se impune precizarea că nivelul total al pierderilor în RED nu reflectă strict eficiența rețelelor electrice dintr-o anumită țară întrucât acesta este puternic influențat de structura consumului pe niveluri de tensiune, în condițiile în care pierderile tehnice în rețelele de înaltă tensiune sunt în medie de cca. 1 %, în cele de medie tensiune, de cca. 4 %, în timp ce în cele de joasă tensiune se înregistrează pierderi de cca. 7 % din energia electrică intrată în conturul rețelei operatorului de distribuție. Fără a ignora faptul că în România este necesar ca pierderile în RED să fie reduse în continuare, în special la joasă tensiune, nivelul mic al pierderilor totale în rețele înregistrat în

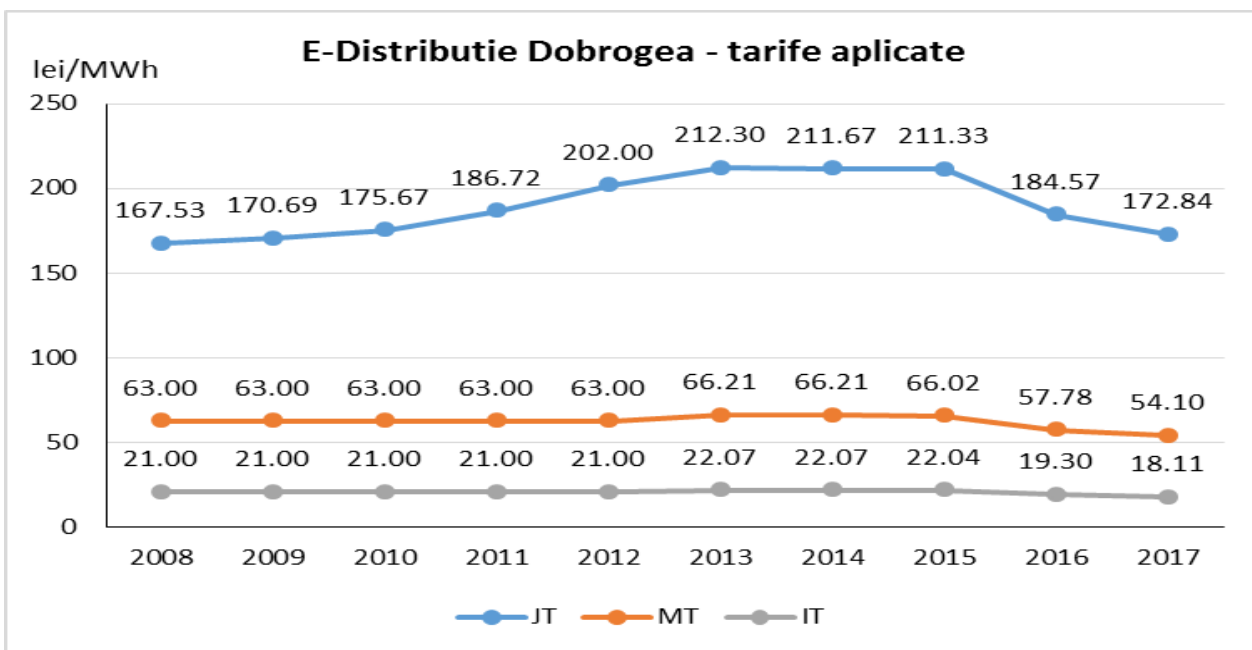
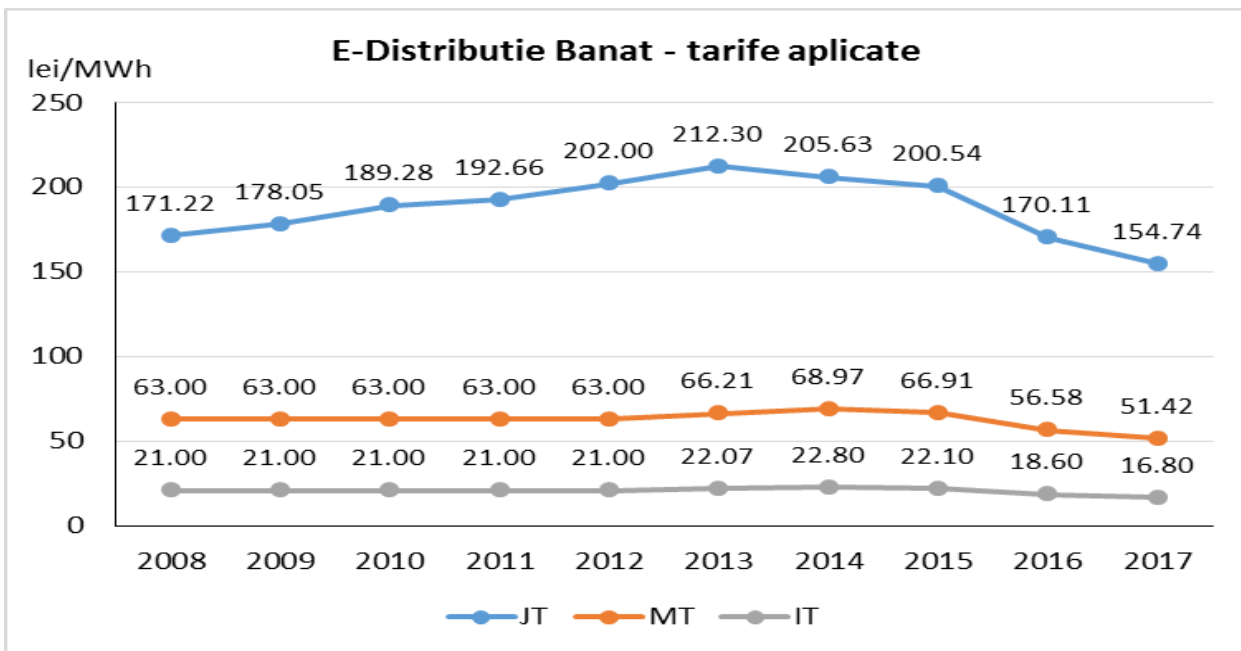
cazul țărilor puternic industrializate este explicabil și printr-o pondere mai mare a consumului la înaltă tensiune și la medie tensiune.

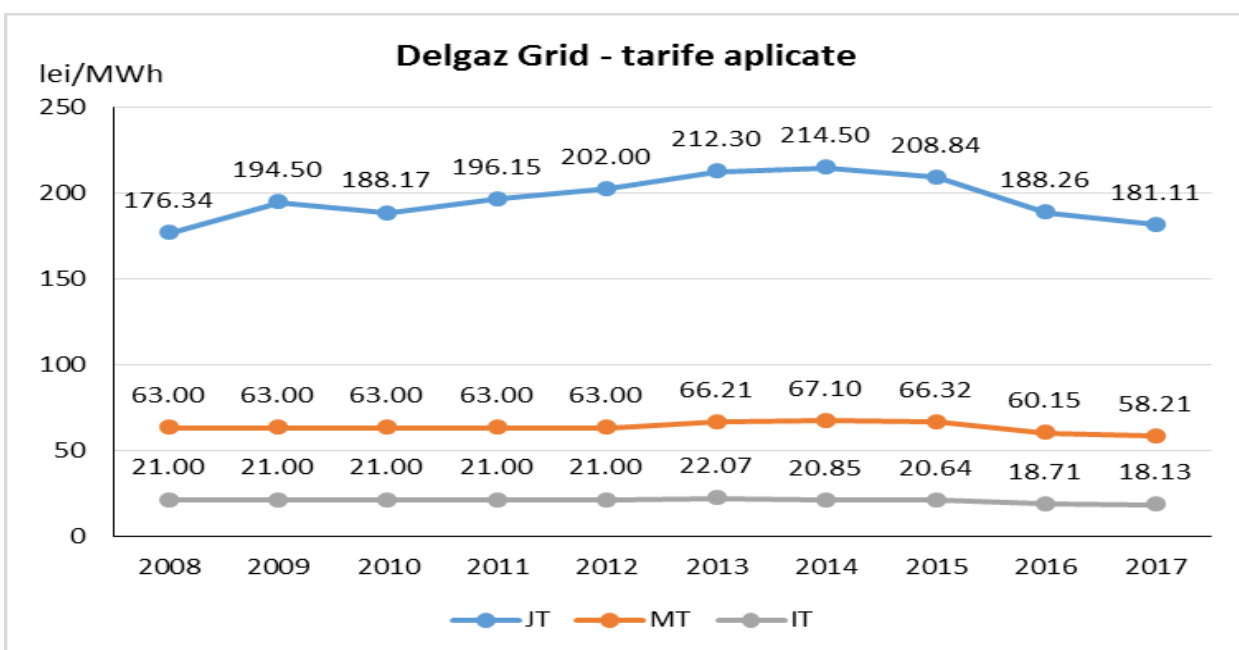
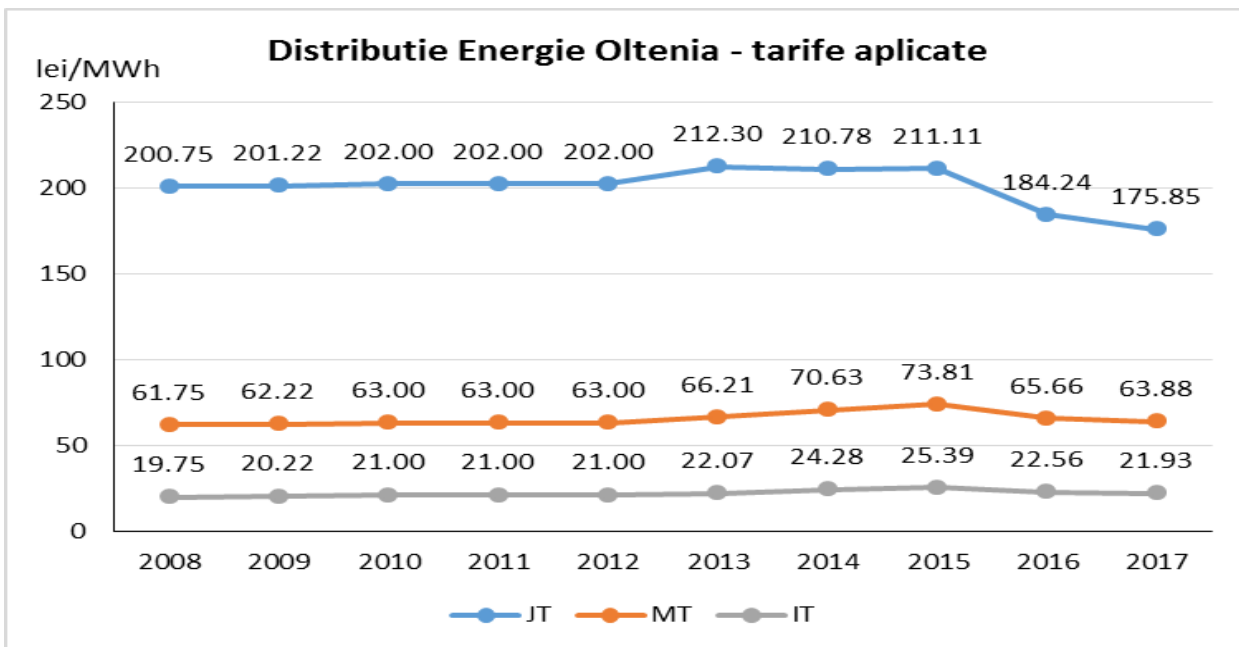
În România, urmărind evoluția structurii consumului de energie electrică din RED pe niveluri de tensiune în perioada 2005-2016, la înaltă tensiune, unde nivelul pierderilor este foarte mic, ponderea energiei electrice distribuite a scăzut în perioada 2005-2016 de la 30 % la 17 % din total, în timp ce la joasă tensiune unde nivelul pierderilor este foarte mare, ponderea energiei electrice distribuite a crescut în aceeași perioadă de la 39 % la 49 % din total.

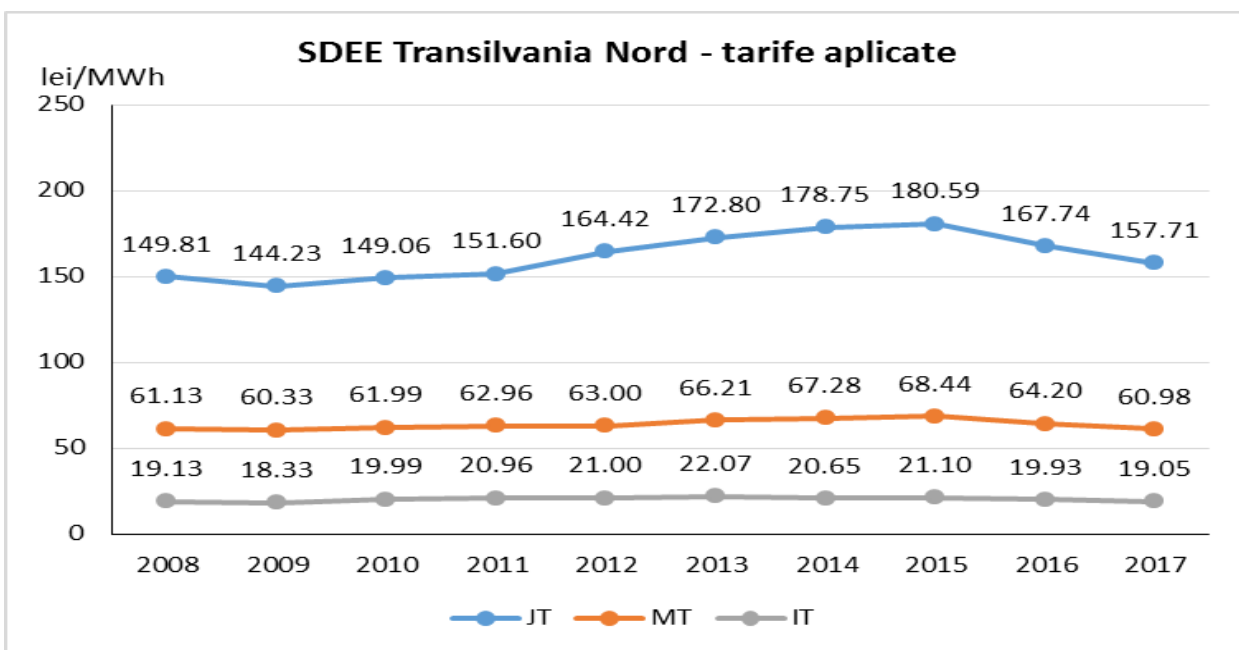
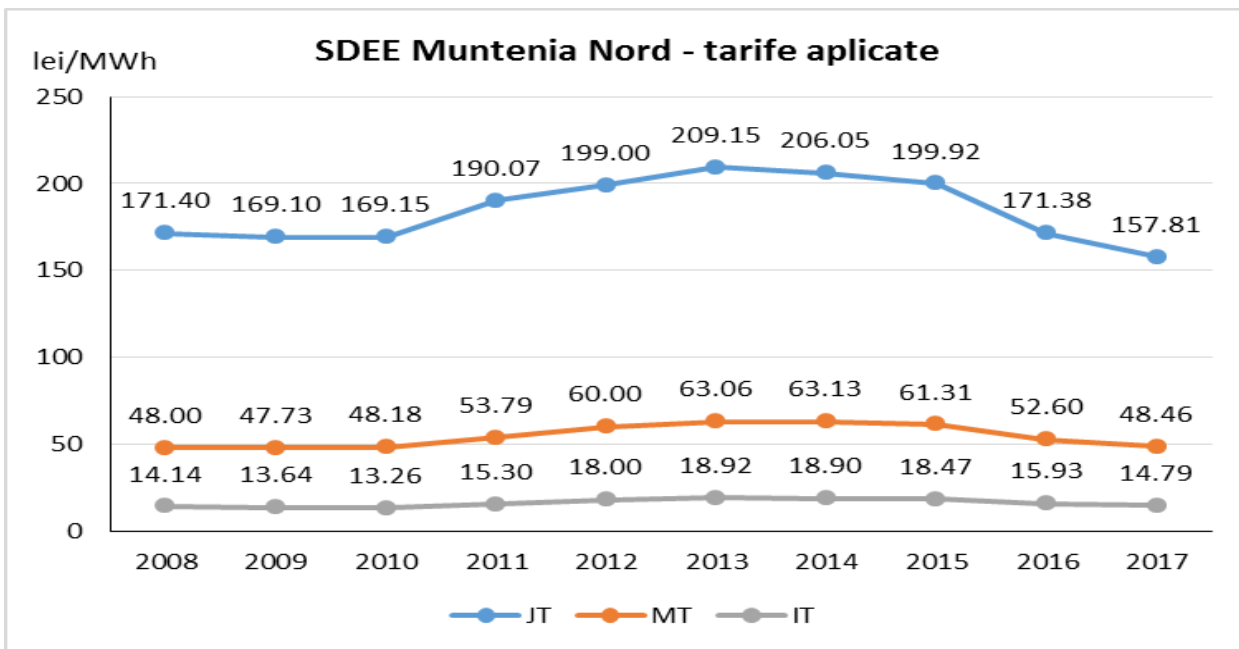
Referitor la ponderea costului cu achiziția CPT în RED în venitul reglementat, respectiv în totalul costurilor reglementate cu serviciul de distribuție, în perioada 2014-2016 se constată o evoluție descrescătoare a acesteia, care urmărește evoluția descrescătoare a prețului mediu de tranzacționare a energiei electrice pe piața angro de energie și care se datorează dreptului acordat operatorilor de distribuție de a achiziționa energie electrică pentru acoperirea CPT în regim concurențial, prin tranzacționarea energiei pe această piața angro.

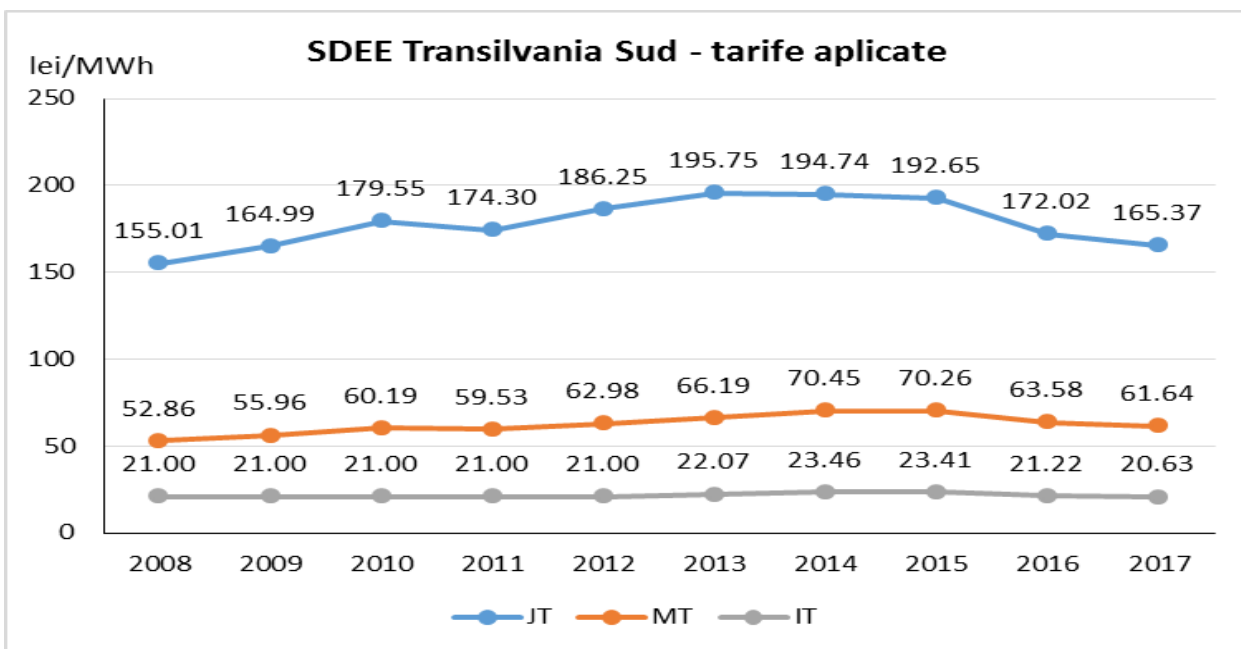
În figurile următoare se prezintă evoluția tarifelor de distribuție aplicate de fiecare operator de distribuție concesionar în perioada 2008-2017, în care valorile sunt exprimate în termeni nominali și rezultă prin însumarea tarifelor specifice aprobate de ANRE, pe care le plătesc clienții finali în funcție de nivelul de tensiune la care sunt racordate instalațiile pe care le dețin.



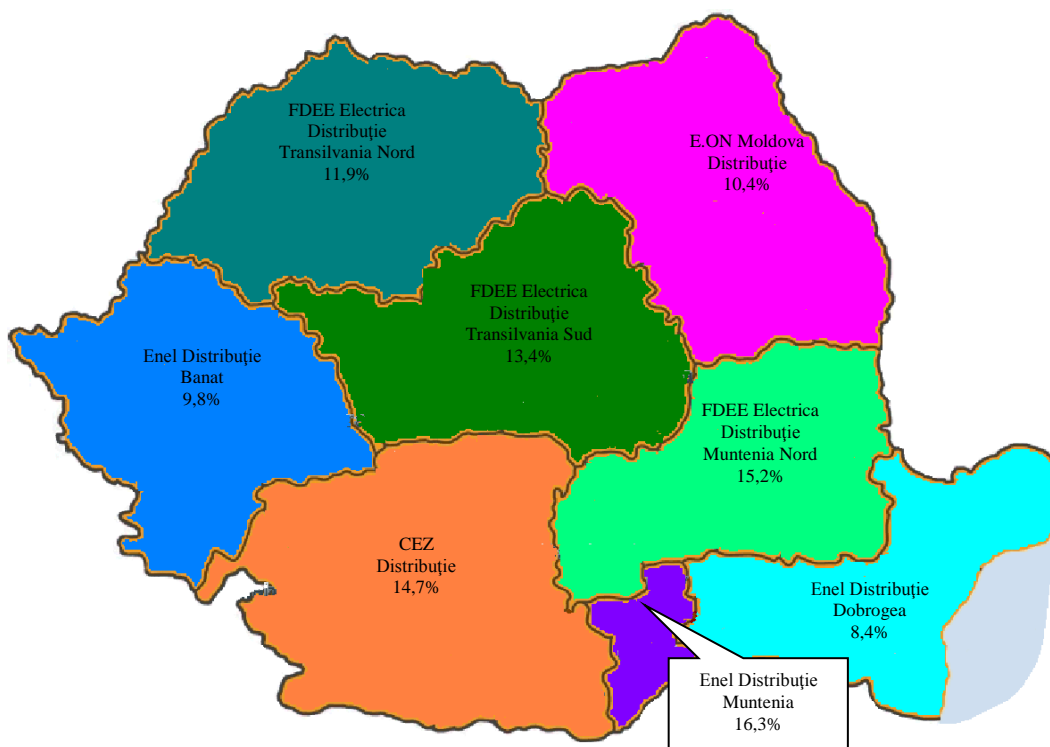








În figura următoare se prezintă repartiția pe țară, între cei opt operatori de distribuție concesionari, a energiei electrice în valoare cca. 43,3 TWh, care a fost distribuită în anul 2016.



În conformitate cu prevederile art. 76 alin. (1) litera c) al Legii nr. 123/2012, metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție este de tip stimulat, considerând drept cost recunoscut remunerarea capitalului investit de operatori, prin rentabilitatea bazei reglementate a activelor. Începând cu data aplicării acestui principiu (2004) rata reglementată a rentabilității (RRR) a înregistrat o evoluție cvasidescrescătoare, pornind de la o valoare diferită de 12 %, (valoare negociată de statul român în procesul de privatizare) pentru operatorii privatizați și 7 % pentru operatorii cu capital de stat în prima perioadă de reglementare, scăzând la 10 %, (valoare negociată de statul român în procesul de privatizare) pentru operatorii privatizați și 8,52 % pentru operatorii cu capital de stat pentru a doua perioadă de reglementare, având valoarea de 8,52 % pentru toți operatorii în anii 2013 și 2014 și scăzând la valoarea de 7,7 %, valabilă pentru toți operatorii începând cu anul 2015 până în prezent. Această valoare a RRR se aplică la baza reglementată a activelor, care reprezintă valoarea contabilă a mijloacelor fixe utilizate pentru prestarea serviciului. În acest mod, profitul calculat în raport cu totalitatea costurilor ajunge la un nivel care poate fi apreciat ca fiind mult prea mare în raport cu rezultatele financiare ale altor categorii de participanți la piață.

Trebuie menționat că Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție emisă de ANRE în anul 2004 a fost anexă la Contractele de privatizare a societăților comerciale filiale de distribuție și furnizare a energiei electrice "Electrică Dobrogea" - S.A. și "Electrică Banat" - S.A., aprobate prin Legea nr. 570/2004, precum și anexă la Contractele de privatizare a societăților comerciale filiale de distribuție și furnizare a energiei electrice "Electrică Moldova" - S.A. și "Electrică Oltenia" - S.A., aprobate prin OUG nr.114/2005, care la rândul ei a fost aprobată prin Legea nr.277/2005 și a devenit anexă la Contractul de privatizare a Societății Comerciale Filiala de distribuție și furnizare a energiei electrice "Electrică Muntenia Sud", aprobat prin HG nr. 528/2007. Deoarece metodologia a făcut parte integrantă din actele normative prin care au fost aprobate contractele de privatizare a societăților de distribuție și furnizare a energiei electrice, ANRE a avut obligația legală de a respecta principiile și metodele de calcul prevăzute de această metodologie.

În aprecierea nivelului de profit al operatorilor de distribuție trebuie să se țină seama de faptul că anual, precum și la finalul perioadelor de reglementare, se efectuează corecții ale veniturilor reglementate, ceea ce conduce la o ajustare a profitului anual realizat.

Rata medie a profitului brut obținut din activitatea de distribuție din anul 2013 spre exemplu (an intermediar între a doua și a treia perioadă de reglementare) s-a situat la nivelul de 12,08 %. În conformitate cu prevederile metodologice, la închiderea perioadei de reglementare s-au efectuat corecții valorice ale veniturilor anuale de ordinul zecilor și sutelor de milioane de lei. Corectând veniturile și profitul realizate în anul 2013, rata medie reală a profitului brut obținut din activitatea de distribuție în anul 2013 s-a situat de fapt la nivelul de 6,41 %.

Acest mod de abordare respectă prevederea legală conform căreia prețurile/tarifele trebuie să asigure o rată rezonabilă a rentabilității capitalului investit (RRR), stabilită conform reglementărilor emise de autoritatea competentă, prevăzută la art. 76 alin. (1) litera c) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012. Rata rentabilității capitalului investit în rețelele de transport și de distribuție a energiei electrice a fost stabilită începând cu anul 2015 la nivelul de 7,7 %, în scădere față de anul 2014, când a avut valoarea de 8,52 %. La solicitarea unui operator de rețea, care a contestat în instanță valoarea RRR de 7,7 %, ca fiind prea mică, această valoare a fost auditată de consultantul financiar Ernst & Young, iar acesta a concluzionat că valoarea stabilită de ANRE se află în intervalul de încredere și anume la limita de jos a acestui interval, ceea ce demonstrează că RRR aplicată la stabilirea tarifelor se încadrează în limitele rezonabilității.

De asemenea, art. 8 lit. f) din Legea nr. 160/2012 pentru aprobarea Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind modificarea și completarea Legii energiei electrice nr. 13/2007 și Legii gazelor nr. 351/2004 precizează în mod explicit că metodologiile de tarifyare trebuie să fie stimulative: ”ANRE are ca obiectiv asigurarea acordării de stimulente operatorilor de rețea electrică/sisteme de gaze naturale și celorlalți utilizatori de rețelele electrice/sisteme de gaze naturale pentru a crește eficiența funcționării sistemelor de transport și distribuție a energiei și pentru a accelera integrarea în piață”.

Din acest punct de vedere, prevederile metodologiilor de stabilire a tarifelor de rețea sunt în concordanță cu prevederile Legii, iar limitarea profiturilor operatorilor de distribuție concesionari printr-un mecanism metodologic nu se poate realiza decât dacă legiuitorul ar stabili o limitare explicită a cotei de profit.

Preturi reglementate pentru energia electrică reactivă

Prin Ordinul președintelui ANRE nr. 33/2014, a fost aprobată *Metodologia privind stabilirea obligațiilor de plată a energiei electrice reactive și a prețului reglementat pentru energia electrică reactivă*, care a intrat în vigoare la data de 1 ianuarie 2015.

În conformitate cu prevederile *Metodologiei*, prețul reglementat al energiei electrice reactive se stabilește, prin convenție, la nivelul de 30 % din prețul reglementat de achiziție a energiei electrice active pentru acoperirea pierderilor proprii tehnologice ale rețelelor electrice deținute de operatorul de transport și de sistem, respectiv de operatorii de distribuție concesionari.

Prețul reglementat pentru energia reactivă se stabilește de ANRE pentru fiecare operator de rețea în parte (cu excepția operatorilor de distribuție alții decât concesionarii), este unic pentru rețeaua deținută de către acesta, este același pentru energia reactivă inductivă și energia reactivă capacitivă și nu depinde de nivelul de tensiune al locului de producere/consum. Operatorii de distribuție, alții decât operatorii concesionari, aplică utilizatorilor rețelor pe care le dețin, ca penalizare pentru energia reactivă, prețul reglementat aprobat de ANRE pentru operatorul de distribuție concesionar din zona de concesiune în care se află rețeaua operatorului respectiv. În cadrul acestei categorii intră și producătorii titulari ai licenței pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice care au dreptul complementar de a desfășura activitatea de distribuție a energiei electrice pentru alimentarea clienților finali racordați direct la instalațiile electrice aferente unităților lor de producere.

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă în anul 2017 pentru operatorul de transport și de sistem sunt cele aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 27/2016 pentru perioada 1 ianuarie 2017 – 30 iunie 2017, respectiv prin Ordinul președintelui ANRE nr. 48/2017 pentru perioada 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018.

Prețurile reglementate pentru energia electrică reactivă în anul 2017 pentru operatorii rețelelor electrice de distribuție sunt cele aprobate prin Ordinele președintelui ANRE nr. 107 până la 114 din 2016.

Tarifele reglementate pentru serviciul de sistem și prețurile reglementate de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem

Tarifele pentru serviciul de sistem practicate în cursul anului 2017 de C.N. Transelectrica S.A., în calitate de operator de sistem, au fost determinate pe baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de sistem*, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 87/2013 și prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2017. Acestea au fost aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 27/2016 pentru perioada 1 ianuarie – 30 iunie 2017 și prin Ordinul președintelui ANRE nr. 48/2017 pentru perioada 1 iulie 2017-30 iunie 2018.

În perioada 1 ianuarie – 30 iunie 2017 au fost în vigoare următoarele tarife:

- tariful pentru serviciul de sistem – 12,88 lei/MWh, având cele două componente:
- tariful pentru serviciile tehnologice de sistem – 11,58 lei/MWh și
- tariful pentru serviciile funcționale de sistem - 1,30 lei/MWh.

Începând cu 1 iulie 2017 au fost aprobate următoarele tarife:

- tariful pentru serviciul de sistem – 10,50 lei/MWh, având cele două componente:
- tariful pentru serviciile tehnologice de sistem – 9,39 lei/MWh și
- tariful pentru serviciile funcționale de sistem - 1,11 lei/MWh.

Tariful pentru serviciul de sistem valabil în perioada tarifară 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018 este mai mic decât cel aferent anului tarifar anterior cu 18,5%.

Tariful pentru serviciile tehnologice de sistem a înregistrat o reducere cu circa 18,9 % față de tariful practicat de operatorul de transport și de sistem în anul tarifar 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017, reducere datorată creșterii consumului de energie electrică care a condus la aplicarea unei corecții negative semnificative a venitului. Valoarea corecției negative luată în considerare la stabilirea tarifului reprezintă jumătate din cea necesară a fi aplicată având în vedere solicitarea OTS de eşalonare pe doi ani a acesteia, pentru a evita riscul de neasigurare a necesarului de fonduri pentru achiziția STS, mai ales în perioada de iarnă, când este necesară suplimentarea cantităților de rezerve necesare pentru siguranța sistemului.

Tariful pentru serviciile funcționale de sistem a fost aprobat pentru perioada 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018 la nivelul de 1,11 lei/MWh, în scădere cu 0,19 lei /MWh față de tariful aplicat în perioada tarifară 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017 (scădere cu 14,6%).

Scăderea valorii tarifului pentru serviciile funcționale de sistem pentru perioada menționată față de perioada tarifară anterioară s-a datorat în principal reducerii costurilor cu amortizarea și rentabilitatea capitalului față de prognoza realizată la proiectarea tarifului în vigoare în perioada anterioară, ca urmare a nerealizării investițiilor prognozate/estimate pentru serviciul de sistem, dar și creșterii consumului de energie electrică.

În conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciul de sistem*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 87/2013, respectiv prin Ordinul președintelui ANRE nr. 45/2017, serviciile tehnologice de sistem se achiziționează în regim concurențial, cu excepția celor furnizate în conformitate cu prevederile stabilite prin acte normative specifice, precum și de către producătorii selecționați de OTS astfel încât să fie evitată exercitarea poziției dominante pe piața concurențială de energie electrică.

Astfel, la stabilirea tarifului pentru serviciile tehnologice de sistem s-au pus în aplicare prevederile *HG nr. 138/03.04.2013 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică* și ale *HG nr. 941/2014 pentru modificarea art. 4 din Hotărârea Guvernului nr. 138/03.04.2013 privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică*, prin care au fost stabilite obligații privind furnizarea de servicii tehnologice de sistem de S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A., la o valoare a puterii electrice de cel puțin 500 MW până la 31 decembrie 2017, în condițiile reglementărilor emise de ANRE.

Achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat, cu precizarea volumelor și a prețurilor reglementate, a fost aprobată astfel:

- prin Decizia ANRE nr. 1035/2016 — pentru societatea Hidroelectrică S.A., respectiv Decizia ANRE nr. 1034/2016 - pentru societatea Complexul Energetic Hunedoara S.A., valabile în perioada 1 ianuarie – 30 iunie 2017;
- prin Decizia ANRE nr. 906/2017 - pentru societatea Hidroelectrică S.A., respectiv Decizia ANRE nr. 907/2017 – pentru societatea Complexul Energetic Hunedoara S.A., valabile în perioada 1 iulie – 31 decembrie 2017.

Trebuie menționat că prin *HG nr. 844/2016 privind aprobarea măsurilor pentru realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului Energetic Național în ceea ce privește combustibilii pentru perioada sezonului rece și volumul de apă din lacurile de acumulare, denumit Programul de iarnă în domeniul energetic pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță și stabilitate a Sistemului Energetic*

Național în perioada 15 noiembrie 2016 – 15 martie 2017, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului Energetic Național s-a stabilit ca operatorul de transport și de sistem să achiziționeze cantități de rezerve de putere suplimentar față de cantitățile stabilite în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare. Astfel, în perioada 3 ianuarie - 15 februarie 2017 s-a prevăzut suplimentarea cantităților aferente serviciului tehnologic de sistem rezervă terțiară lentă, cu posibilitatea de prelungire a perioadei până la 31 martie 2017. Rezerva terțiară lentă a fost furnizată de grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ păcura și a fost achiziționată în regim reglementat, la prețuri stabilite de ANRE în conformitate cu prevederile metodologice.

Pentru perioada 3 ianuarie – 15 februarie 2017, ANRE a aprobat achiziția suplimentară de către operatorul de transport și de sistem, în regim reglementat, a serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiată lentă, de la unități de producere a energiei electrice care pot funcționa pe combustibil alternativ păcura și pe cărbune, după cum urmează:

- Decizia ANRE nr. 2044/2016 pentru societatea Electrocentrale București S.A.;
- Decizia ANRE nr. 2045/2016 pentru S.C. Electrocentrale Galați S.A. cu grupuri din CET Galați;
- Decizia ANRE nr. 2046/2016 pentru societatea Veolia Energie Prahova S.R.L. cu grupuri din CET Brazi.

Prețurile reglementate de achiziție a serviciilor tehnologice de sistem au fost determinate pe baza propunerii transmise de producătorii de energie electrică furnizori ai acestor servicii cu respectarea principiilor metodologice precizate în cadrul *Metodologiei*, pe baza:

- a) costurilor fixe unitare înregistrate în procesul de producție de furnizorul serviciului,
- b) costurilor fixe unitare specifice furnizării fiecărui tip de serviciu, aferente echipamentelor dedicate asigurării fiecărui tip de serviciu.

Prin Hotărârea de Guvern nr. 55/2017 pentru modificarea Hotărârii de Guvern nr. 844/2016 privind aprobarea măsurilor pentru realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii pentru perioada sezonului rece și volumul de apă din lacurile de acumulare, denumit Programul de iarnă în domeniul energetic pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță și stabilitate a Sistemului electroenergetic național în perioada 15 noiembrie 2016 – 15 martie 2017, precum și alte

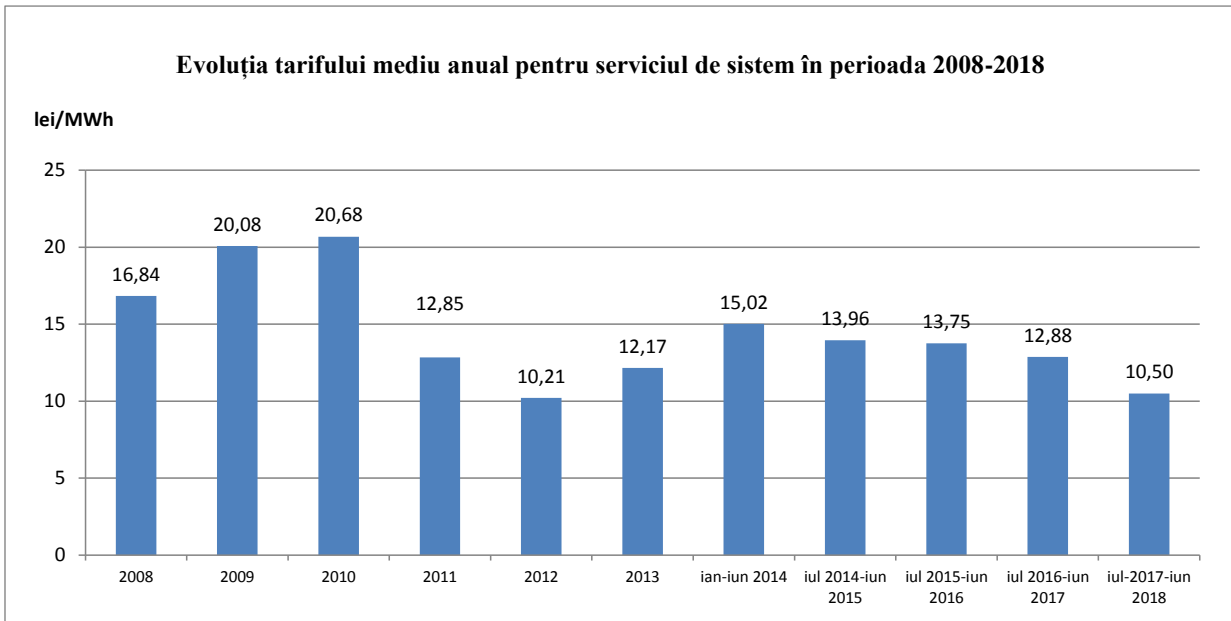
măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național s-a prevăzut prelungirea până la data de 15 martie 2017 a perioadei în care operatorul de transport și de sistem are dreptul să achiziționeze cantități suplimentare de servicii tehnologice de sistem rezervă terțiară lentă, furnizate de aceiași producători cu grupuri cu funcționare pe combustil alternativ păcura.

Drept urmare, ANRE a aprobat, pentru perioada 18 februarie – 15 martie 2017, achiziția suplimentară de către operatorul de transport și de sistem, în regim reglementat, a serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiată lentă după cum urmează:

- Decizia ANRE nr. 185/2017 pentru societatea Electrocentrale București S.A.;
- Decizia ANRE nr. 186/2017 pentru S.C. Electrocentrale Galați S.A. cu grupuri din CET Galați;
- Decizia ANRE nr. 187/2017 pentru societatea Veolia Energie Prahova S.R.L. cu grupuri din CET Brazi.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifului pentru serviciul de sistem în perioada 2008-2018, exprimat în termeni nominali ai fiecărui an, care reflectă modificările componentelor tarifului pentru serviciul de sistem menționate. Se precizează că pentru anii 2011 și 2013 valoarea tarifului prezentată în figură este media valorilor acestuia, care a fost revizuită în acești ani, după cum urmează:

- începând cu data de 1.04.2011 tariful pentru serviciul de sistem a scăzut de la valoarea de 20,75 lei/MWh la valoarea de 10,21 lei/MWh prin implementarea schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă;
- începând cu data de 7.08.2013 tariful pentru serviciul de sistem a crescut de la valoarea de 10,91 lei/MWh la valoarea de 13,42 lei/MWh prin eliminarea obligației de plată a acestui tarif pentru energia electrică exportată, în conformitate cu prevederile *Regulamentului (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 și ale Regulamentului (UE) nr. 838/2010 din 23 septembrie 2010, privind liniile directe pentru mecanismul de compensare între operatorii de transport și sistem precum și o abordare comună de reglementare în domeniul stabilirii tarifelor pentru serviciul de transport.*



Evoluția tarifului pentru serviciul de sistem reflectă modificările metodologice precizate anterior și reflectă de asemenea creșterea consumului de energie electrică în cea de-a treia perioadă de reglementare. Evoluția descrescătoare în perioada 2014-2018 a acestui tarif arată de asemenea eforturile OTS pentru eficientizarea costurilor serviciului de sistem, care conduce la obținerea de către OTS a unui câștig prin mecanismul metodologic de împărțire cu clienții serviciului a acestor câștiguri de eficiență.

Se menționează că tariful pentru SFS, inclus în tariful de sistem prezentat în figură, are o evoluție neuniformă, cu creșteri și scăderi alternative, ca efect al evoluției neuniforme a bazei reglementate a activelor (BAR) aferente serviciului de sistem. Această bază cuprinde o pondere însemnată de active informatice, care au o durată de amortizare scurtă și din acest motiv realizarea de investiții importante sau dimpotrivă, nerealizarea de investiții într-un anumit an, conduce la variația costurilor de capital – amortizarea și rentabilitatea capitalului, dependente de valoarea BAR. Factorii care determină tariful pentru serviciul de sistem, respectiv venitul reglementat, energia electrică extrasă din rețele, costurile și veniturile aferente serviciului de sistem precum și investițiile planificate și realizate pentru serviciul de sistem se prezintă în tabelul următor, în care pentru anul tarifar 2017-2018 se prezintă doar datele de prognoză, deoarece nu există încă date realizate.

	UM	2008	2009	2010	2011	2012	2013	sem I 2014	an tarifar 2014-2015	an tarifar 2015-2016	an tarifar 2016-2017	an tarifar 2017-2018
Venit reglementat	lei	1,005,900,327	1,163,393,803	1,219,186,103	1,245,220,795	623,463,577	598,116,813	383,834,128	697,896,087	714,690,613	669,669,908	566,981,752
Tarif pentru serviciul de sistem aprobat	lei/MWh	17.66	20.08	20.68	20,75/10,21	10.21	10,91/13,42	15.02	13.96	13.75	12.88	10.50
Energie electrica extrasa din retele	MWh	58,857,676	52,263,191	55,241,871	56,056,203	53,928,586	51,846,199	25,453,607	52,155,773	52,676,556	54,052,600	54,000,000
Venit realizat	lei	1,067,855,028	1,049,692,240	1,142,401,901	738,206,767	550,610,859	617,289,432	382,313,178	728,094,591	724,294,858	702,565,682	n.a.
Investitii - serviciul de sistem prognozate a fi realizate din surse proprii	lei	6,489,026	6,956,800	12,090,000	3,600,000	7,180,000	3,400,000	25,000,000	27,770,570	1,400,000	5,112,400	5,745,430
Valoare investitii realizate - serviciul de sistem din care:	lei	3,836,949	5,406,742	19,296,354	29,934,187	3,010,016	51,678,571	491,718	63,481	17,248	874,647	n.a.
surse proprii	lei	3,836,949	5,406,742	19,296,354	29,934,187	3,010,016	52,638,981	491,718	63,481	17,248	874,647	n.a.
contributii	lei	-	-	-	-	-	122,066	-	-	-	-	n.a.
Investitii recunoscute	lei	3,836,949	5,406,742	12,069,171	29,934,187	3,010,013	52,638,981	491,718	63,481	17,248	874,647	n.a.
Costuri totale din care	lei	1,969,025,461	1,974,614,813	2,051,658,693	1,728,758,448	1,578,124,200	1,569,028,843	763,299,096	1,688,762,813	1,549,842,465	1,520,060,703	n.a.
pentru serviciul de sistem	lei	1,080,477,227	1,073,633,433	1,156,965,028	763,183,514	612,220,044	659,932,181	337,947,583	782,609,011	671,399,227	642,601,186	n.a.
Venituri totale din care	lei	2,156,911,148	2,045,689,347	2,162,509,930	1,927,210,817	1,676,758,591	1,812,079,830	1,015,318,978	2,125,954,479	1,940,204,223	1,845,301,136	n.a.
din serviciul de sistem	lei	1,076,904,754	1,077,091,204	1,162,060,903	784,069,184	570,771,315	629,318,263	385,821,550	734,757,776	728,361,320	710,766,844	n.a.
Rezultat total din care	lei	187,885,687	71,074,534	110,851,237	198,452,369	98,634,391	243,050,987	252,019,882	437,191,666	390,361,758	325,240,433	n.a.
pentru serviciul de sistem	lei	- 3,572,473	3,457,771	5,095,876	20,885,670	- 41,448,729	- 30,613,918	47,873,967	- 47,851,235	56,962,093	68,165,658	n.a.

Reducerea progresivă începând cu cea de-a treia perioadă de reglementare a costurilor cu serviciul de sistem evidențiată de datele din tabel se datorează aplicării mecanismului metodologic de stimulare a eficientizării acestora, iar evoluția crescătoare a venitului realizat din tarif reflectă în principal creșterea consumului de energie electrică înregistrat în aceeași perioadă.

Tariful reglementat pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice perceput de operatorul de transport și de sistem pentru utilizarea Sistemului Electroenergetic Național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice

Tariful reglementat pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice perceput de operatorul de transport și de sistem pentru utilizarea Sistemului Electroenergetic Național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice în anul 2017 a avut valoarea de 0,5 Euro/MWh, exclusiv TVA, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 50/21.09.2016 care s-a aplicat începând din data de 30 septembrie 2016.

Tariful pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice se aplică tuturor tranzacțiilor de import, export și tranzit de energie electrică, programate cu sistemele electroenergetice ale țărilor perimetrice.

Operatorii de transport și de sistem percep tariful pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice pentru utilizarea Sistemului Electroenergetic Național (SEN) potrivit mecanismului de compensare (mecanismul ITC) stabilit în conformitate cu prevederile art. 13 din *Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 și ale Regulamentului (UE) nr. 838/2010 al Comisiei din 23 septembrie 2010 privind stabilirea orientărilor referitoare la mecanismul compensărilor între operatorii de sisteme de transport și abordarea comună de reglementare în domeniul stabilirii taxelor de transport.*

Mecanismul de compensare a fost stabilit prin încheierea *Contractului multi-anual ITC de decontare și clearing*, semnat la data de 3 martie 2011 de operatorii de transport și de sistem (inclusiv C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.) participanți la mecanism și de către ENTSO-E.

Metodologia de stabilire a tarifului pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice este descrisă în cadrul *Procedurii Operaționale “Mecanismul de compensare a efectelor utilizării rețelelor electrice de transport pentru tranzite de energie electrică între Operatorii de Transport și de Sistem”*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 6/2010, cu modificările ulterioare, precum și în cadrul

Contractului multi-anual ITC de decontare și clearing menționat. Acest tarif se calculează anual și se aprobă de către ENTSO-E conform atribuțiilor stabilite prin *Contractul multi-anual ITC de decontare și clearing*.

Acest tarif se determină de ENTSO-E, iar valoarea aplicabilă în cadrul mecanismului ITC în anul 2016 a fost aprobată de Comitetul de Piață al ENTSO-E în cadrul ședinței din data de 07.04.2016 și a fost transmisă de OTS ANRE spre aprobare la nivel național, împreună cu justificarea acestuia.

România aplică tariful pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice operatorilor economici care încheie contracte pentru utilizarea Sistemului Electroenergetic Național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice, respectiv care realizează import sau export de energie din sau spre Ucraina și Republica Moldova.

Tariful practicat de operatorul de piață

Tariful practicat în anul 2017 de societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale OPCOM S.A. în calitate de operator al pieței de energie electrică a fost aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr.106/2016.

Tariful este perceput de societatea OPCOM S.A. pentru serviciile prestate participanților la piețele centralizate de energie electrică și de certificate verzi în baza convențiilor de participare încheiate de operator cu aceștia. Tariful aprobat pentru operatorul pieței de energie electrică pentru anul 2017 a fost determinat în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifului reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică*, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 67/2013, cu modificările și completările ulterioare.

Metodologia este de tip “cost+”, tariful fiind determinat pe baza costurilor justificate cu administrarea piețelor de energie electrică la care se adaugă o cotă de profit reglementat de maxim 10 %.

Tariful practicat de operator în anul 2017 este alcătuit, conform prevederilor Metodologiei, din următoarele componente:

- componenta de înscriere la piețele centralizate T_{inscr} (lei/participant la înscriere), aplicată o singură dată, la înscrierea unui participant la una sau mai multe piețe centralizate;
- componenta de administrare a piețelor centralizate T_{admin} pentru participanți, cu excepția producătorilor cu $P_i \leq 1$ MW (lei/participant/an/piață), aplicată anual fiecărui participant la piețele centralizate, pentru fiecare piață la care este înscris;

- componenta de administrare a piețelor centralizate T_{admin} pentru producători cu $100 \text{ kW} < P_i \leq 1 \text{ MW}$ (lei/participant/an/piață), aplicată anual fiecărui participant la piețele centralizate, pentru fiecare piață la care este înscris;
- componenta de administrare a piețelor centralizate T_{admin} pentru producători cu $P_i \leq 100 \text{ kW}$ (lei/participant/an/piață), aplicată anual fiecărui participant la piețele centralizate, pentru fiecare piață la care este înscris
- componenta de realizare a tranzacțiilor pe piețele centralizate în care operatorul este contraparte $T_{tranz \text{ contraparte}}$ (lei/unitate tranzacționată), aplicată fiecărui participant pentru tranzacțiile de vânzare/cumpărare realizate;
- componenta de realizare a tranzacțiilor pe piețele centralizate în care operatorul nu este contraparte, cu excepția pieței centralizate cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică (PC- OTC), $T_{tranz \text{ bilateral}}$ (lei/unitate tranzacționată), aplicată fiecărui participant pentru tranzacțiile de vânzare/cumpărare realizate;
- componenta de realizare a tranzacțiilor pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică, $T_{tranz \text{ bilateral PC-OTC}}$ (lei/unitate tranzacționată), aplicată fiecărui participant pentru tranzacțiile desfășurate pe această piață.

În conformitate cu prevederile metodologice, producătorii de energie electrică, care dețin centrale electrice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 5 MW și care nu dețin și licență de furnizare a energiei electrice, plătesc anual contravaloarea unei singure componente de administrare, indiferent de numărul de piețe centralizate la care producătorii din această categorie sunt înregistrați.

Prin Ordinul președintelui ANRE nr. 106/2016 a fost aprobat tariful reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică începând cu 1 ianuarie 2017, având următoarele componente:

- T_{inscr} cu valoarea de 440 lei/participant la înscriere;
- T_{admin} cu valoarea de 11.000 lei/participant/an/piață pentru participanți, cu excepția producătorilor cu $P_i \leq 1 \text{ MW}$, cu valoarea de 1.000 lei/participant/an/piață pentru producătorii cu $100 \text{ kW} < P_i \leq 1 \text{ MW}$, respectiv cu valoarea de 100 lei/participant/an/piață pentru producătorii cu $P_i < 100 \text{ kW}$;
- $T_{tranz \text{ contraparte}}$ cu valoarea de 0,11 lei/unitate tranzacționată ;
- $T_{tranz \text{ bilateral}}$ cu valoarea de 0,04 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piețele centralizate în care operatorul nu este contraparte, cu excepția pieței centralizate cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică (PC- OTC);
- $T_{tranz \text{ bilateral PC-OTC}}$ cu valoarea de 0,06 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică (PC- OTC).

Valorile componentelor de administrare au avut o variație în sensul scăderii cu până la 50 % față de cele aprobate pentru anul anterior prin Ordinul președintelui ANRE nr. 167/2015, cu excepția celei pentru producătorii cu $100 \text{ kW} < P_i \leq 1 \text{ MW}$, a cărei valoare s-a păstrat la nivelul aprobat anterior.

Tariful reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică aprobate pentru anul anterior prin Ordinul președintelui ANRE nr. 167/14.12.2015 a avut următoarele componente:

- T_{inscr} cu valoarea de 440 lei/participant la înscriere;
- T_{admin} cu valoarea de 12.700 lei/participant/an/piață pentru participanți cu excepția producătorilor cu $P_i \leq 1 \text{ MW}$, cu valoarea de 1.000 lei/participant/an/piață pentru producătorii cu $100 \text{ kW} < P_i \leq 1 \text{ MW}$, respectiv cu valoarea de 200 lei/participant/an/piață pentru producătorii cu $P_i < 100 \text{ kW}$;
- $T_{\text{tranz contraparte}}$ cu valoarea de 0,12 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piețele centralizate în care operatorul este contraparte ;
- $T_{\text{tranz bilateral}}$ cu valoarea de 0,03 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piețele centralizate în care operatorul nu este contraparte, cu excepția pieței centralizate cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică (PC- OTC);
- $T_{\text{tranz bilateral PC-OTC}}$ cu valoarea de 0,08 lei/unitate tranzacționată, pentru tranzacții pe piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor de energie electrică (PC- OTC).

Prin urmare, valorile componentelor de tranzacționare au avut variații față de valorile aprobate anterior prin Ordinul președintelui ANRE nr. 167/2015 după cum urmează: $T_{\text{tranz contraparte}}$ a scăzut cu 0,01 lei/unitate tranzacționată, $T_{\text{tranz bilateral}}$ a crescut cu 0,01 lei/unitate tranzacționată, iar $T_{\text{tranz bilateral PC-OTC}}$ a scăzut cu 0,02 lei/unitate tranzacționată. Se menționează că în a doua jumătate a anului 2016 au fost aplicate reduceri tarifare care au avut ca scop încadrarea profitului realizat de operatorul pieței de energie electrică din activitatea reglementată în marja de variație stabilită prin Metodologie, adică în intervalul (3 % ÷ 7 %).

Datorită faptului că la proiectarea tarifului eroarea de prognozare a volumelor poate fi importantă, ca urmare a caracterului impredictibil al comportamentului participanților la piețele administrate de operator și imposibilității de prognozare cât mai apropiată de realitate a unităților tranzacționate de aceștia, ANRE monitorizează permanent activitatea operatorului prin analize lunare ale veniturilor și costurilor realizate, astfel încât să poată interveni la momentul oportun pentru păstrarea cuantumului profitului acestuia în marjele stabilite prin Metodologie.

Tarifele de racordare la rețelele electrice de interes public

Prin Ordinul președintelui ANRE nr. 11/2014 a fost aprobată *Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public* care reglementează modul de stabilire a tarifelor pe care utilizatorii le achită operatorilor de rețea pentru racordarea la rețelele electrice de interes public. Această reglementare a înlocuit *Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de distribuție de medie și joasă tensiune*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 29/2003, cu modificările ulterioare.

În conformitate cu prevederile *Metodologiei*, tarifele de racordare sunt compuse din componente după cum urmează:

1. În situația racordării unui **loc de consum** la rețeaua electrică, tariful T de racordare însumează două componente T_R și T_U , respectiv

$$T = T_R + T_U, \text{ unde:}$$

T_R - componenta corespunzătoare realizării instalației de racordare;

T_U - componenta corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații.

Componenta T_R a tarifului de racordare se determină în funcție de tipul și caracteristicile instalației de racordare dimensionate corespunzător puterii aprobate, pe baza unor indici specifici reprezentând costuri medii unitare sau, în situația unei instalații de racordare ce conține alte tipuri de instalații, precum și în situația racordării locului de consum la o rețea electrică cu tensiunea de 110 kV sau mai mare, componenta T_R se stabilește pe bază de deviz general.

Componenta T_U a tarifului de racordare se calculează pe bază de tarife specifice sau, în situația racordării locului de consum la o rețea electrică cu tensiunea de 110 kV sau mai mare, pe bază de deviz general.

2. În situația racordării unui **loc de producere** sau a unui loc de consum și de producere, tariful de racordare însumează trei componente T_I , T_R și T_U , respectiv

$$T = T_I + T_R + T_U, \text{ unde:}$$

T_I – reprezintă cota de participare la finanțarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor;

T_R - reprezintă componenta corespunzătoare realizării instalației de racordare;

T_U - reprezintă componenta corespunzătoare:

- verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații;
- verificării și certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare.

Din studiile de soluție și avizele tehnice de racordare emise de operatorii de rețea rezultă că pentru racordarea unui loc de producere/loc de consum și de producere pot fi necesare două categorii de lucrări de întărire:

- a. lucrările de întărire determinate exclusiv de racordarea locului de producere în cauză;
- b. lucrările de întărire pentru crearea condițiilor tehnice în vederea racordării mai multor locuri de producere/de consum și de producere; realizarea acestora este determinată de rezultatele calculelor pentru regimurile de funcționare pe care operatorul de rețea le face ca urmare a înregistrării cererilor de punere sub tensiune a instalațiilor locurilor de producere ce au determinat lucrările de întărire respective.

Astfel, **valoarea componentei T_I** a tarifului de racordare este egală cu minimumul între:

- a. valoarea, stabilită pe bază de deviz general, a lucrărilor de întărire pentru crearea condițiilor tehnice necesare în vederea evacuării în rețea a puterii aprobate pentru evacuare la locul de producere/ locul de consum și de producere în cauză;
- b. valoarea stabilită cu relația:

$$(T_I)_{\text{calcul}} = S_{\text{evacuare}} \cdot i, \text{ unde:}$$

S_{evacuare} - puterea aprobată pentru evacuare în rețea la locul de producere sau la locul de consum și de producere respectiv [MVA];

i - tarif specific [lei/MVA].

Prin componenta T_I a tarifului de racordare utilizatorul achită valoarea lucrărilor de întărire necesare pentru racordarea locului de producere în cauză, stabilită pe bază de deviz general, dar nu mai mult decât o valoare calculată pe baza tarifelor specifice aprobate de ANRE.

Pentru locurile de producere pentru racordarea cărora, din studiul de soluție, rezultă că nu sunt necesare lucrări de întărire, componenta T_I a tarifului de racordare este egală cu zero. Astfel rezultă un semnal locațional pentru producători. Rezultatul urmărit constă în amplasarea noilor locuri de producere în zone în care rețeaua electrică nu este congestionată.

Componenta T_R a tarifului de racordare se determină în funcție de tipul și caracteristicile instalației de racordare dimensionate corespunzător puterii aprobate, pe baza unor indici specifici reprezentând costuri medii unitare, sau, în situația unei instalații de racordare ce conține alte tipuri de instalații, precum și în situația racordării locului de consum la o rețea electrică de medie sau de înaltă tensiune, componenta T_R se stabilește pe bază de deviz general.

Componenta T_U a tarifului de racordare se calculează pe bază de tarife specifice (T_U)_{JT} în situația racordării locului de producere sau a locului de consum și de producere la rețeaua de distribuție de joasă tensiune și pe bază de deviz general în celelalte cazuri. Această componentă include și tarife specifice corespunzătoare verificării și certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare.

În prezent sunt în vigoare tarifele aprobate la sfârșitul anului 2014, prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 141/2014**, și anume tarifele specifice și indicii specifici utilizați la stabilirea componentelor T_R , T_U și T_I ale tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public.

1.2 Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică și tarife aplicate clienților finali ai furnizorilor de ultimă instanță în 2017

Contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică

Prețurile și cantitățile din contractele reglementate de vânzare-cumpărare a energiei electrice pe anul 2017 au fost stabilite la sfârșitul anului 2016, în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia electrică vândută de producători pe bază de contracte reglementate și a cantităților de energie electrică din contractele reglementate încheiate de producători cu furnizorii de ultimă instanță*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 83/2013, cu modificările și completările ulterioare.

Ținând cont de prevederile Metodologiei aprobate prin Ordinul nr. 83/2013, consumul prognozat a fi furnizat la tarife reglementate în anul 2017 a fost asigurat prin preluarea pe contracte reglementate numai a unor cantități de energie electrică produse de grupuri/centrale hidroelectrice și nuclearelectrice, astfel:

- de la S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A. (Decizia președintelui ANRE nr. 1959/2016) : 1,132 TWh, la un preț mediu de 99,43 lei/MWh (cu 17,2 % mai mic decât prețul mediu din contractele reglementate aferente anului 2016);

- de la S.N. Nuclearelectrica S.A. (Decizia președintelui ANRE nr. 1960/2016) : 0,609 TWh, la un preț mediu de 159,57 lei/MWh (cu 1,93 % mai mic decât prețul mediu din contractele reglementate aferente anului 2016);

cu un total de 1,741 TWh, la un preț mediu de 120,48 lei/MWh (comparativ, valorile aferente anului 2016 fiind 4,2 TWh la un preț mediu de 135 lei/MWh).

La stabilirea prețurilor reglementate aprobate pentru anul 2017 s-a avut în vedere faptul că, începând cu anul 2015, conform prevederilor Legii nr. 11/2015 privind aprobarea OUG nr. 102/2013, publicată în Monitorul Oficial nr. 24 din 13 ianuarie 2015, impozitul pe construcții s-a redus de la 1,5 % la 1 %. Deoarece în calculul prețurilor reglementate aprobate pentru anul 2015 a fost inclus costul justificat aferent impozitului pe construcții la valoarea de 1,5 % conform prevederilor OUG nr. 102/15.11.2013 în vigoare la data stabilirii acestor prețuri, costurile efectiv înregistrate de S.P.E.E.H. Hidroelectrică S.A. și S.N. Nuclearelectrică S.A. în anul 2015 au fost mai mici decât costurile considerate justificate. Aproximativ jumătate din diferența de 0,5 % cu care a fost redus impozitul pe construcții în anul 2015 a fost recuperată în anul 2016. Pentru a se compensa valoarea rămasă de recuperat din această diferență, valoarea profitului reglementat pentru anul 2017 s-a stabilit la o valoare inferioară valorii maxime de 4 % din costurile totale justificate prevăzută în Metodologia aprobată prin Ordinul președintelui nr. 83/2013. Valoarea unitară corespunzătoare acestei reduceri este de -1,71 lei/MWh în cazul S.P.E.E.H. Hidroelectrică S.A., respectiv -1,37 lei/MWh în cazul S.N. Nuclearelectrică S.A.

La stabilirea prețurilor reglementate pentru anul 2017 nu au fost luate în considerare componente de costuri/venituri suplimentare necesar a fi recuperate, ca urmare a faptului că nu au fost îndeplinite condițiile prevăzute la art. 11 lit. c) din Metodologia aprobată prin Ordinul președintelui nr. 83/2013.

Având în vedere scăderea cu cca. 10 % a prețului mediu de achiziție a combustibilului, realizat în trimestrul I 2017 de S.N. Nuclearelectrică S.A., față de cel previzionat la sfârșitul anului 2016, prețurile din contractele reglementate de vânzare-cumpărare a energiei electrice, stabilite pentru S.N. Nuclearelectrică S.A. au fost ajustate la sfârșitul trimestrului I 2017, pentru semestrul II 2017, ca urmare a îndeplinirii condițiilor prevăzute la art. 36 lit. a) din Metodologia aprobată prin Ordinul președintelui nr. 83/2013.

În urma ajustării, a rezultat o reducere cu 1,65 % a prețului mediu din contractele reglementate de vânzare-cumpărare a energiei electrice ale S.N. Nuclearelectrică S.A., noul preț mediu aplicabil în semestrul II 2017 fiind 156,93 lei/MWh (Decizia președintelui ANRE nr. 861/2017).

Pentru S.P.E.E.H. Hidroelectrică S.A., prețurile din contractele reglementate de vânzare-cumpărare a energiei electrice, stabilite la sfârșitul anului 2016 au fost menținute pe tot parcursul anului 2017, nefiind îndeplinite condițiile de ajustare la sfârșitul trimestrului I 2017.

Ca urmare a finalizării calendarului de eliminare a tarifelor reglementate de energie electrică și în conformitate cu prevederile Metodologiei aprobate prin Ordinul nr. 83/2013, începând cu anul 2018 ANRE nu mai stabilește contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică.

Tarife reglementate de energie electrică pentru clienții casnici

Tarifele reglementate de energie electrică aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.01.2017 au fost stabilite la sfârșitul anului 2016, în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 92/2015, cu modificările și completările ulterioare.

La stabilirea tarifelor reglementate aplicabile începând cu 01.01.2017 au fost luate în considerare următoarele elemente justificate de cost pentru anul 2017:

- a) cantitățile și prețurile din contractele reglementate ale FUI pe anul 2017, conform Deciziilor președintelui ANRE nr. 1959/2016 și 1960/2016;
- b) profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate;
- c) costul unitar al activității de furnizare menținut la valoarea de 4,7 lei/client/lună (uniformizat la nivelul fiecărui FUI pentru toate categoriile de clienți, în lei/MWh) – estimat pe baza valorii medii de 4,27 lei/client/lună realizată în primele 10 luni din anul 2016, inclusiv pierderi uzuale din creanțe, dar fără valoarea creanței aferente societății Tractorul UTB Brașov, înregistrată de Electrica Furnizare S.A., trendului general de creștere a costurilor de furnizare în ultimele 2 luni ale anului față de cele 10 luni anterioare, ratei medii a inflației estimată pentru anul 2017 de 1,9% precum și creșterii suplimentare a costurilor de furnizare ca urmare a obligațiilor ce revin FUI pentru finalizarea procesului recontractare în conformitate cu prevederile Ordinului președintelui ANRE nr. 88/2015, precum și prin intrarea în vigoare a unor noi reglementări privind implementarea tarifelor de tip binom pentru serviciul de transport și serviciul de distribuție a energiei electrice, care impun modificări în sistemul informatic de facturare;
- d) valoarea medie a tarifului de transport – componenta de injecție (Tg), determinată ca medie, ponderată cu cantitățile din contractele reglementate, a valorii tarifului de transport din zona Dobrogea, aplicat S.N. Nuclearelectrica S.A. și a valorii tarifului mediu de transport, aplicat S.P.E.E.H. Hidroelectrica S.A., aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 27/2016;
- e) valorile tarifului de distribuție publicate în documentul de discuție postat pe site-ul ANRE în data de 28.11.2016;
- f) un cost mediu unitar pentru serviciul prestat de operatorul pieței centralizate, conform datelor transmise de fiecare FUI, corelat cu valorile realizate în anul 2016;

-
- g) valorile tarifului de transport – componenta de extracție (TI), aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 27/2016;
- h) valoarea tarifului de servicii de sistem, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 27/2016;
- i) soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare, care include:
- extra profitul / pierderea înregistrată de FUI în perioada 2013 – sem. I 2016 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate precum și contravaloarea certificatelor verzi facturate suplimentar în perioada 26 iulie 2012 - 31 decembrie 2012 și pierderea datorată activării clauzei de forță majoră din contractele reglementate cu S.C. Hidroelectrică S.A. în anul 2012, la valorile considerate în analiza efectuată în decembrie 2013;

În cazul Electrica Furnizare – sucursala Transilvania Sud, având în vedere că:

- aceasta a înregistrat în sem. I 2016 o pierdere din activitatea de furnizare la tarife reglementate de 13.699.445,74 lei (ce reprezintă corecție de venit pentru perioadele următoare), ca urmare a includerii în costurile de furnizare a pierderilor din creanțe și debitori diverși înregistrate în luna mai 2016, în valoare de 11.784.028,26 lei (valoare obținută prin alocarea, pe categorii de clienți, în funcție de cantitatea de energie electrică, a creanței totale în valoare de 33.705.826,37 lei, din care 33.253.527,15 lei provine de la Tractorul UTB Brașov);
 - prin luarea în considerare a corecției aferente sem. I 2016 la întreaga valoare, nu se putea asigura prețul de achiziție necesar pentru egalizarea la nivel național a prețului mediu de revenire a energiei electrice furnizate la tarife reglementate;
 - ponderea cantității de energie electrică facturată la tarife reglementate scade în anul 2017 ca urmare a parcurgerii calendarului de dereglementare, valoarea corecției de tarif reglementat aferentă sem. I 2016 a fost redusă cu 8.000.000 lei, sumă care a fost inclusă în corecția aferentă tarifelor CPC.
- extra profitul / pierderea brută estimată pentru sem. II 2016 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate (determinată pe baza datelor transmise de FUI – 4 luni realizat plus 2 luni estimat);
- Pentru calculul corecției s-a luat în considerare costul unitar al activității de furnizare la valoarea de 4,7 lei/client/lună, utilizată la stabilirea tarifelor reglementate pentru anul 2016.

-
- j) sumele estimate ca necesare pentru compensarea reducerii în anul 2017 a veniturilor din componenta de rezervare/abonament (corespunzător creșterii gradului de dereglementare în semestrul I 2017 cu 10 % față de semestrul II 2016 și în semestrul II 2017 cu încă 10 % față de semestrul I 2017).

În urma calculelor de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, necesar în anul 2017, a rezultat că sunt îndeplinite condițiile pentru reducerea cu 6,47 % a tarifelor reglementate aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 176/2015, în vigoare la sfârșitul anului 2016. Noile tarife reglementate de energie electrică, aplicabile începând cu 01.01.2017 au fost aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 115/2016. Calculele de stabilire a prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate au fost reluate la sfârșitul semestrului I 2017, pentru semestrul II 2017, conform prevederilor Metodologiei aprobate prin Ordinul nr. 92/2015.

Elementele justificate de cost luate în considerare pentru semestrul II 2017 au fost următoarele:

- a) cantitățile și prețurile din contractele reglementate ale FUI pe perioada sem. II 2017, conform Deciziilor președintelui ANRE nr. 1959/2016, 1960/2016 și 861/2017;
- b) profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate;
- c) costul unitar al serviciului de furnizare de 4,7 lei/client/lună (uniformizat la nivelul fiecărui FUI pentru toate categoriile de clienți, în lei/MWh);
- d) valorile tarifului pentru servicii de sistem și tarifului de transport - componenta de extracție (TL) și componenta de injecție (TG) publicate în documentul de discuție postat pe site-ul ANRE în data de 8.06.2017;
- e) valorile tarifului de distribuție aprobate prin Ordinele președintelui ANRE nr. 107 – 114 / 2016;
- f) un cost mediu unitar pentru serviciul prestat de operatorul pieței centralizate, conform datelor transmise de fiecare FUI;
- g) soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare, care include:
 - extra profitul / pierderea înregistrată de FUI în perioada 2013 – 2016 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate precum și contravaloarea certificatelor verzi facturate suplimentar în perioada 26 iulie 2012 - 31 decembrie 2012 și pierderea datorată activării clauzei de forță majoră din contractele reglementate cu S.C. Hidroelectrică S.A. în anul 2012, la valorile considerate în analiza efectuată în decembrie 2013;

Pentru determinarea corecției de tarif reglementat aferentă anului 2016, recunoașterea creanțelor înregistrate pe costuri în cursul anului 2016 la E-ON, Enel Energie Muntenia și Electrica Furnizare s-a făcut prin recalcularea unui cost unitar al activității de furnizare la nivelul întregului an 2016 (nu pe fiecare semestru) și la nivelul întregii societăți (nu pe sucursale, în cazul Electrica Furnizare), diminuat cu creanțele vândute la terți (în cazul E-ON) și aplicarea costului unitar astfel obținut pentru fiecare semestru, respectiv sucursală, având în vedere:

- o diferențele înregistrate între costurile unitare de furnizare comunicate de FUI pentru fiecare semestru al anului 2016: în primul semestru costurile unitare de furnizare realizate erau sub valoarea justificată, iar în al doilea semestru depășeau valoarea justificată; în aceste condiții, calculul separat pe semestre conducea la recunoașterea unor valori mai mari decât în cazul recalculării la nivel de an;
- o diferențele între creanțele înregistrate pe costuri pentru fiecare sucursală în cazul Electrica Furnizare: valorile mari înregistrate la sucursala Transilvania Sud din pierderi istorice determinau un cost unitar de furnizare realizat care depășea valoarea justificată, pe când la celelalte două sucursale costul unitar de furnizare realizat se menținea sub valoarea justificată; în aceste condiții, calculul separat pe sucursale era discriminatoriu pentru clienții din zona Transilvania Sud și conducea la recunoașterea unor valori mai mari decât în cazul recalculării la nivel de societate.

În cazul Electrica Furnizare, au fost recunoscute pierderile din creanțe și debitori diverși înregistrate în anul 2016, în valoare de 41.176.361,59 lei, pe baza documentelor justificative și a situațiilor financiare din Raportul anual transmise de FUI, rezultând un cost unitar al activității de furnizare în valoare de 5,1961 lei/client/lună.

- extra profitul / pierderea brută estimată pentru semestrul I 2017 din activitatea de furnizare a energiei electrice la tarife reglementate (determinată pe baza datelor transmise de FUI – 4 luni realizat plus 2 luni estimat);

Pentru calculul corecției s-a luat în considerare costul unitar al activității de furnizare la valoarea de 4,7 lei/client/lună, utilizată la stabilirea tarifelor reglementate pentru anul 2016. În cazul Electrica Furnizare a fost amânată recunoașterea creanțelor înregistrate pe costuri în cursul sem. I 2017 la sucursalele Transilvania Sud și Muntenia Nord, având în vedere că valorile acestora conduceau la depășirea costului unitar al activității de furnizare considerat justificat, iar calculul se baza pe date estimate, semestrul I 2017 nefiind închis.

-
- h) sumele estimate ca necesare pentru compensarea reducerii în semestrul II 2017 a veniturilor din componenta de rezervare/abonament (corespunzător creșterii gradului de dereglementare în semestrul II 2017 cu 10 % față de semestrul I 2017).

În urma calculelor efectuate, a rezultat că sunt îndeplinite condițiile pentru reducerea cu 5,16 % a tarifelor reglementate aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 115/2016. Noile tarife reglementate de energie electrică, aplicabile începând cu 01.07.2017 au fost aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 50/2017.

Valoarea prețului mediu de revenire al energiei electrice furnizate la tarife reglementate, rezultată în semestrul I 2017 din aplicarea tarifelor reglementate aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 115/2016 a fost de 366,77 lei/MWh.

Ca urmare a finalizării calendarului de eliminare a tarifelor reglementate de energie electrică și în conformitate cu prevederile Metodologiei aprobate prin Ordinul nr. 92/2015, începând cu anul 2018 ANRE nu mai stabilește tarife reglementate de energie electrică pentru nici o categorie de clienți finali.

Tarife CPC

Conform calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, prevăzut de Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13 martie 2012, în anul 2017 au fost ultimele două etape de eliminare a tarifelor reglementate, etapele 12 și 13, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții finali care nu au uzat de eligibilitate fiind:

- 100 % din consumul clienților non-casnici și 80 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 12 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2017 - 30.06.2017);
- 100 % din consumul clienților non-casnici și 90 % din consumul clienților casnici, pentru etapa 13 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.07.2017 - 31.12.2017).

Pentru etapa 12 de eliminare a tarifelor reglementate (perioada 01.01.2017 – 30.06.2017), în baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali*, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 92/2015, cu modificările și completările ulterioare, la sfârșitul anului 2016 au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

FUI	Tarife CPC ianuarie – iunie 2017 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
S.C. Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 46/20.12.2016)			
-Muntenia Nord	0,2608	0,2945	0,4038
-Transilvania Nord	0,2661	0,3080	0,4048
-Transilvania Sud	0,2885	0,3295	0,4332
S.C. CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 45/20.12.2016)	0,2684	0,3104	0,4223
S.C. E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 49/20.12.2016)	0,2765	0,3166	0,4395
S.C. Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 48/20.12.2016)	0,2341	0,2622	0,3663
S.C. Enel Energie S.A. (Aviz nr. 47022.12.2016)			
- zona Banat	0,2587	0,2933	0,3966
- zona Dobrogea	0,2458	0,2818	0,4006

Față de valorile avizate pentru semestrul II 2016 (etapa 11), tarifele CPC au scăzut în medie, la nivel național cu cca. 1,57 % în semestrul I 2017.

În cursul derulării etapelor premergătoare desfășurării licitației PCSU aferente trimestrului III 2017, a apărut o disfuncționalitate pe această piață, prin înregistrarea unui deficit major de energie în ofertele indicative de vânzare, pe toate produsele de tranzacționare, care nu a putut fi compensat corespunzător prin reducerea cererii din ofertele de cumpărare ale FUI, astfel încât să se asigure desfășurarea cu succes a licitației și evitarea suspiciunilor de manipulare a pieței.

Conform primelor informații primite de la OPCOM și Transelectrica, drept cauze obiective ale deficitului de energie s-au putut identifica:

- evoluția crescătoare a prețurilor pe PZU în trimestrul II 2017;

-
- condițiile hidrologice nefavorabile datorate trendului de scădere a debitului Dunării și stocului insuficient de energie din principalele amenajări hidroenergetice;
 - previziunile meteo și prognoza de consum pentru trimestrul III 2017 caracterizate de un nivel scăzut al precipitațiilor și temperaturi peste normalul climatologic.

Dacă licitația s-ar fi deschis în aceste condiții, conform prevederilor cadrului de reglementare aplicabil era cel mai probabil să fie anulată de OPCOM după prima rundă, ceea ce ar fi condus la achiziționarea de către FUI a întregului necesar de energie electrică exclusiv din PZU.

În aceasta situație, a fost emisă Decizia președintelui ANRE nr. 819/08.06.2017 privind suspendarea, până la data de 10 august 2017, a organizării sesiunilor de licitații simultane cu preț descrescător pe piața centralizată pentru serviciul universal, (practic, pentru sesiunea de licitație aferentă trimestrului III 2017). Această măsură a fost adoptată cu respectarea cadrului legislativ și de reglementare în vigoare, pentru a permite FUI cumpărarea necesarului de energie aferent trimestrului III 2017 de pe toate piețele administrate de OPCOM, nu numai de pe PZU, urmărindu-se minimizarea impactului de creștere atât a prețurilor energiei electrice pe toate piețele administrate de OPCOM cât și a prețului de achiziție a energiei electrice destinate clienților beneficiari ai SU.

Ca urmare, în cadrul procesului de avizare a tarifelor CPC pentru etapa 13 de eliminare a tarifelor reglementate, valoarea previzionată a prețului de achiziție s-a stabilit pe baza următoarelor elemente:

- rezultatele tranzacțiilor pe piețele de tip PCCB, încheiate în perioada 9-16 iunie 2017 (după data emiterii Deciziei nr. 819/08.06.2017, când a devenit posibilă tranzacționarea cererii FUI pe aceste piețe), pentru lunile aferente trimestrelor III și IV 2017, conform datelor publicate pe site-ul OPCOM, prețul mediu ponderat rezultat pentru aceste tranzacții fiind de 203,17 lei/MWh;
- media ponderată a prețurilor PZU din lunile decembrie 2016 – mai 2017, de 223,92 lei/MWh;
- o structură de achiziție de 80% din PCCB-LE, PCCB-NC și PCCB-OTC, respectiv 20% din PZU.
- trendul crescător al prețului din tranzacțiile pe piețele la termen administrate de OPCOM începând cu ultima decadă a lunii mai 2017;
- emiterea deciziei ANRE nr. 819/2017 de suspendare a licitațiilor PCSU putea conduce la o creștere suplimentară de preț, datorită transferării în piețele de tip PCCB și respectiv în PZU a unui volum important de energie necesar a fi tranzacționat;

-
- valoarea medie ponderată a prețului pe PZU în luna mai 2017 de cca. 200 lei/MWh;
 - din datele statistice rezultă că, în fiecare an, trimestrul III a fost caracterizat de cele mai mari prețuri ale energiei pe piață, comparativ cu trimestrul II caracterizat de cele mai mici prețuri ale energiei pe piață.

De asemenea, începând din 24.01.2017 pe unele dintre contractele încheiate pe PCSU pentru trimestrul I 2017, vânzătorii au notificat sistarea livrărilor de energie electrică / denunțarea unilaterală, invocând cazul fortuit / criza energetică, în principal datorită sistării livrărilor din contractele încheiate de aceștia pe piața angro cu ARELCO Power S.R.L., pe fondul creșterii excesive a prețurilor pe piață. Aceste notificări au fost contestate de cumpărătorii FUI aflați în relație contractuală cu vânzătorii respectivi, ca nefiind conforme cu clauzele contractuale și prevederile actelor normative în vigoare.

În aceste condiții, pentru corecția de tarif CPC aferentă semestrului I 2017, în cazul FUI Enel Energie, CEZ și E-ON, care s-au confruntat cu notificări de sistare a livrărilor / denunțare pe contractele încheiate pe PCSU pentru trimestrul I 2017, s-au luat în considerare următoarele elemente:

- datele corespunzătoare trimestrului I 2017, în conformitate cu clauzele din contractele încheiate pe PCSU, care prevăd obligația fermă de vânzare a cantităților contractate, la prețurile de contract, pe toată perioada contractuală, precum și obligația fermă de notificare a acestor cantități, fără a exista posibilitatea de sistare a livrărilor respectiv suspendare/reziliere contract sau modificare de cantități contractate (clauzele contractelor încheiate pe PCSU fiind reglementate de ANRE tocmai pentru a asigura, atât cumpărătorului cât și vânzătorului, cantitățile contractate la prețurile de contract); în plus, în cazul unei notificări incorecte a cantității de contract, partea care a notificat incorect este obligată să suporte costul dezechilibrului astfel generat celeilalte părți;
- faptul că nu se poate recunoaște altă achiziție, cu alt preț, pentru cantitățile deja contractate și asigurate prin clauzele contractuale, în condițiile în care contractele încheiate pe PCSU nu pot fi considerate suspendate sau încetate conform clauzelor contractuale, înțelegerii părților și prevederilor Metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui nr. 92/2015;
- adresa ANRE nr. 5152/26.01.2017 și adresele ulterioare acesteia, prin care aspectele de mai sus au fost aduse la cunoștința partenerilor din contractele încheiate pe PCSU, fiind subliniat faptul că se vor recunoaște costurile justificate în conformitate cu clauzele contractuale și prevederile Metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui nr. 92/2015;

- recunoașterea costurilor suplimentare de achiziție a energiei electrice furnizate la tarife CPC în semestrul I 2017 se poate face numai după parcurgerea de către FUI a tuturor etapelor legale și procedurale în vederea recuperării prejudiciului de la partenerii contractuali și numai dacă se dovedește faptul că respectiva pierdere reprezintă o creanță imposibil de recuperat.

Au fost aplicate, de asemenea, limitările de costuri prevăzute de Metodologia aprobată prin Ordinul președintelui nr. 92/2015, conform art. 78 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Ținând cont de elementele prezentate mai sus și în temeiul prevederilor art. 35 alin. (1) din Metodologia aprobată prin Ordinul președintelui nr. 92/2015, în luna iunie 2017 au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC, numai pentru trimestrul III 2017:

FUI	Tarife CPC iulie – septembrie 2017 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
S.C. Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 9/22.06.2017)			
-Muntenia Nord	0,3016	0,3353	0,4446
-Transilvania Nord	0,3058	0,3477	0,4445
-Transilvania Sud	0,2661	0,3071	0,4109
S.C. CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 8/22.06.2017)	0,3056	0,3476	0,4595
S.C. E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 12/22.06.2017)	0,3151	0,3552	0,4781
S.C. Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 11/22.06.2017)	0,2880	0,3161	0,4202
S.C. Enel Energie S.A. (Aviz nr. 10/22.06.2017)			
- zona Banat	0,2833	0,3179	0,4212
- zona Dobrogea	0,2884	0,3244	0,4431

În circumstanțele prezentate mai sus, față de valorile avizate pentru semestrul I 2017 (etapa 12), tarifele CPC au crescut în medie, la nivel național, cu cca. 8,53 % în trimestrul III 2017 (comparativ cu creșterea medie de cca. 25 % rezultată din propunerile FUI.).

Ca urmare a situației de excepție înregistrată în iunie 2017, în luna septembrie 2017 a fost reluat procesul de avizare a tarifelor CPC pentru trimestrul IV 2017.

Ținând cont de faptul că singura componentă a tarifelor CPC afectată de situația de excepție a fost prețul de achiziție a energiei electrice, s-a luat în calcul numai modificarea acestuia (cu actualizarea valorii aprobate a tarifului pentru servicii de sistem și recalcularea profitului unitar conform Metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui nr. 92/2015).

Pentru valoarea previzionată a prețului de achiziție a energiei electrice au fost luate în considerare următoarele elemente:

- media ponderată a prețurilor din contractele încheiate pe PCSU pentru trimestrul IV 2017, aplicată cantității totale de energie electrică tranzacționată prin această licitație (cca. 64 % din necesar), conform rezultatelor licitației desfășurate în perioada 12-13.09.2017, în valoare de 233,12 lei/MWh;
- media ponderată a prețurilor din toate contractele încheiate pe celelalte piețe la termen (cu excepția PCSU) după data de 09.08.2017 și până la data de 20.09.2017 inclusiv, cu livrare în perioada trimestrului IV 2017, comunicată de OPCOM SA în conformitate cu prevederile Metodologiei aprobate prin Ordinul nr. 92/2015, în valoare de 214,13 lei/MWh, pentru necesarul netranzacționat prin licitația PCSU (cca. 36 %);
- 8% procent de majorare a prețului mediu din contractele de achiziție încheiate pe PCSU și pe celelalte piețe la termen administrate de OPCOM, corespunzător necesităților de profilare (din PZU, PI și dezechilibre) pentru acoperirea consumului orar.

În ceea ce privește procentul de majorare a prețului mediu din contractele de achiziție încheiate pe PCSU și pe celelalte piețe la termen administrate de OPCOM, a fost aplicată valoarea maximă de 8 % prevăzută de Metodologia aprobată prin Ordinul nr. 92/2015, din următoarele considerente:

- pentru trimestrul IV 2017 au fost licitate pe PCSU trei produse de tranzacționare: bandă, vârf 1 (zilnic, în intervalele orare 7 – 24) și vârf 2 (zilnic, în intervalele orare 18 – 22), cererea din ofertele de cumpărare ale FUI pe fiecare produs fiind redusă de ANRE înainte de deschiderea licitației, funcție de excedentul estimat pe baza ofertelor indicative; ulterior, a apărut necesitatea

unei noi reduceri, aplicată de către OPCOM în timpul licitației numai pentru cele două produse de vârf, pe baza excedentului înregistrat în prima rundă de licitație;

- ca urmare a reducerilor de cerere practicate, gradul de acoperire a cererii FUI pentru trimestrul IV prin tranzacțiile încheiate pe PCSU a fost diferit pe fiecare produs respectiv: 77,81 % pe produsul bandă, 32,45 % pe produsul vârf 1 și 30,30 % pe produsul vârf 2;
- energia electrică nettranzacționată pe PCSU trebuie să fie achiziționată de FUI din celelalte piețe la termen, necesitățile de profilare fiind asigurate din PZU, PI și dezechilibre; în principal pe PZU, ca piață de referință, dar și pe alte piețe, se poate observa din datele statistice că, față de prețul mediu al energiei în bandă, în intervalele orare 7 – 24 prețul energiei este mai mare cu cca. 12 % iar în intervalele orare 18 – 22 prețul energiei este mai mare cu cca. 25 %;
- calculând media procentelor de creștere a prețului energiei pe piață în orele de vârf, ponderată cu gradul de acoperire a cererii FUI pe fiecare produs, rezultă o creștere a prețului de achiziție de cca. 8 %.

Ținând cont de elementele prezentate mai sus și în temeiul prevederilor art. 35 alin. (1) din Metodologia aprobată prin Ordinul nr. 92/2015, în luna septembrie 2017 au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC pentru trimestrul IV 2017:

FUI	Tarife CPC octombrie – decembrie 2017 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
S.C. Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 24/26.09.2017)			
-Muntenia Nord	0,3399	0,3736	0,4829
-Transilvania Nord	0,3441	0,3861	0,4828
-Transilvania Sud	0,3044	0,3455	0,4492
S.C. CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 23/26.09.2017)	0,3439	0,3858	0,4978
S.C. E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 27/26.09.2017)	0,3533	0,3934	0,5163
S.C. Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 26/26.09.2017)	0,3262	0,3543	0,4584

S.C. Enel Energie S.A. (Aviz nr. 25/26.09.2017)			
- zona Banat	0,3217	0,3563	0,4596
- zona Dobrogea	0,3268	0,3628	0,4816

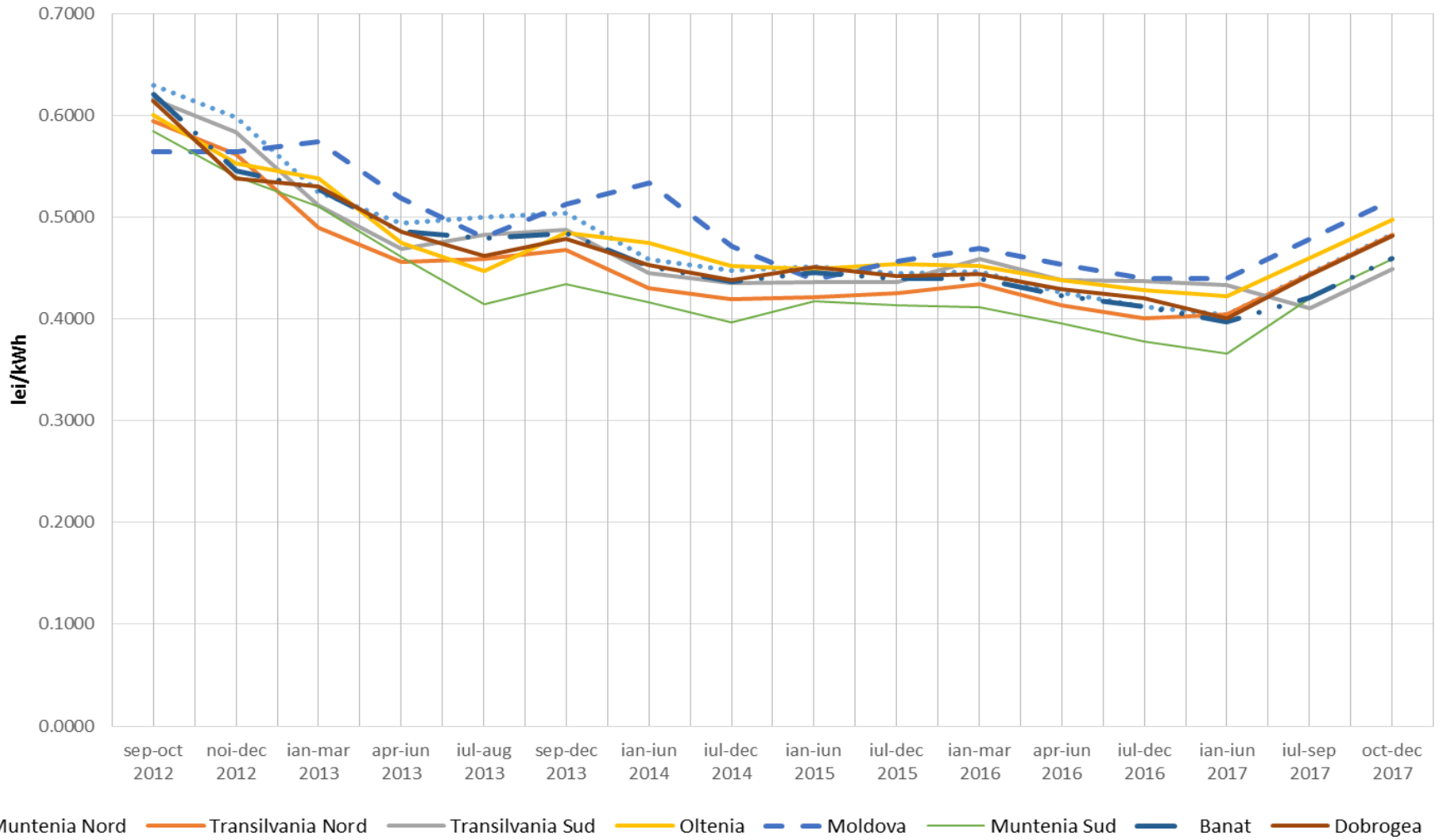
În circumstanțele prezentate mai sus, față de valorile avizate pentru trimestrul III 2017, tarifele CPC au crescut în medie, la nivel național cu cca. 8,66 % în trimestrul IV 2017 (comparativ cu creșterea medie de cca. 25,5 % rezultată din propunerile FUI).

Conform prevederilor Metodologiei aprobate prin Ordinul nr. 92/2015, au fost avizate și valorile tarifelor CPC diferențiate pentru energia electrică furnizată în orele de zi, respectiv în orele de noapte.

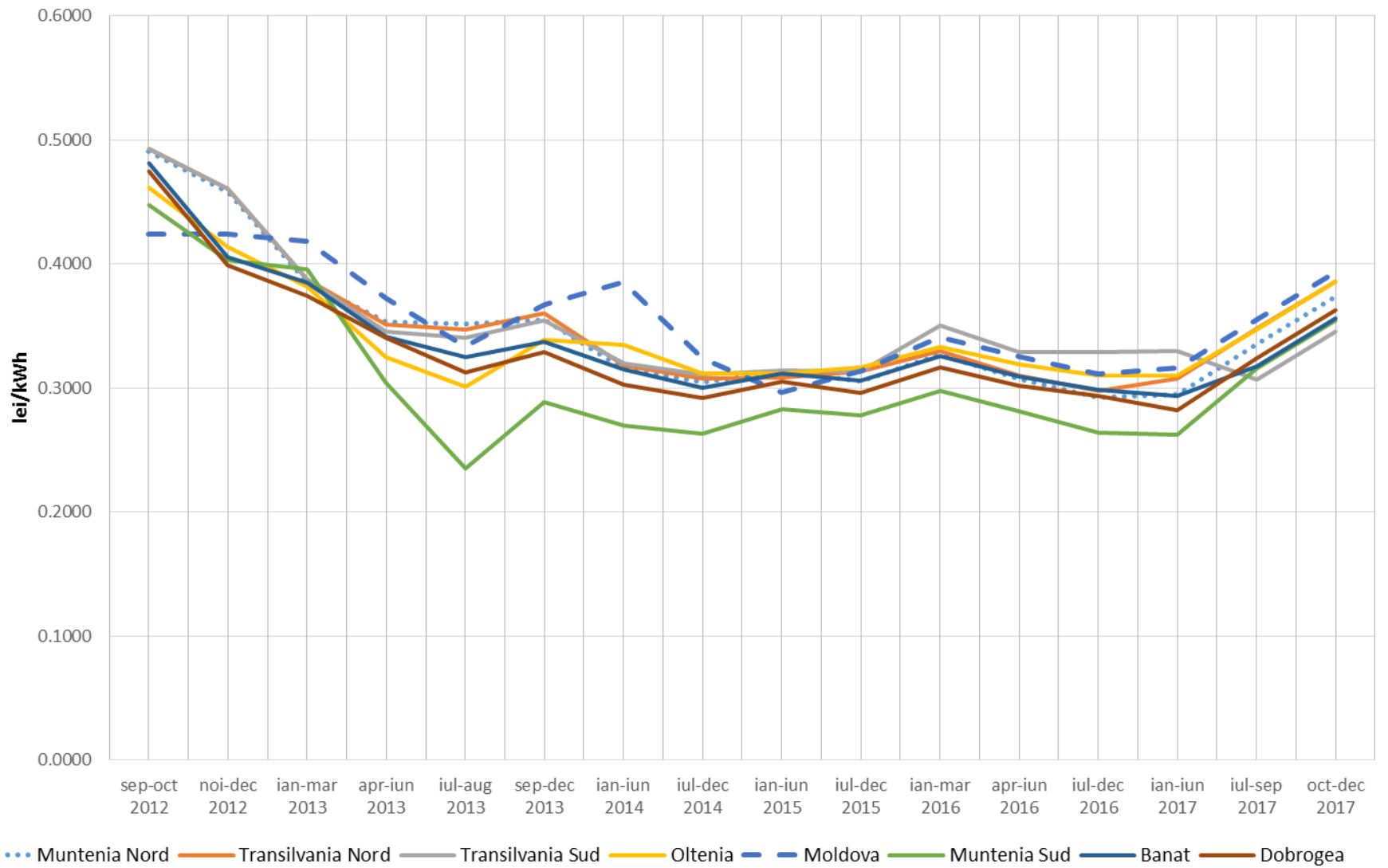
Cu excepția trimestrului III 2017, achiziția energiei electrice furnizate la tarife CPC s-a făcut prin intermediul Pieței Centralizate pentru Serviciul Universal (PCSU), costurile justificate de achiziție fiind stabilite pe baza prețurilor de închidere a licitațiilor organizate trimestrial pe PCSU.

Evoluția tarifelor CPC este prezentată în graficele de mai jos:

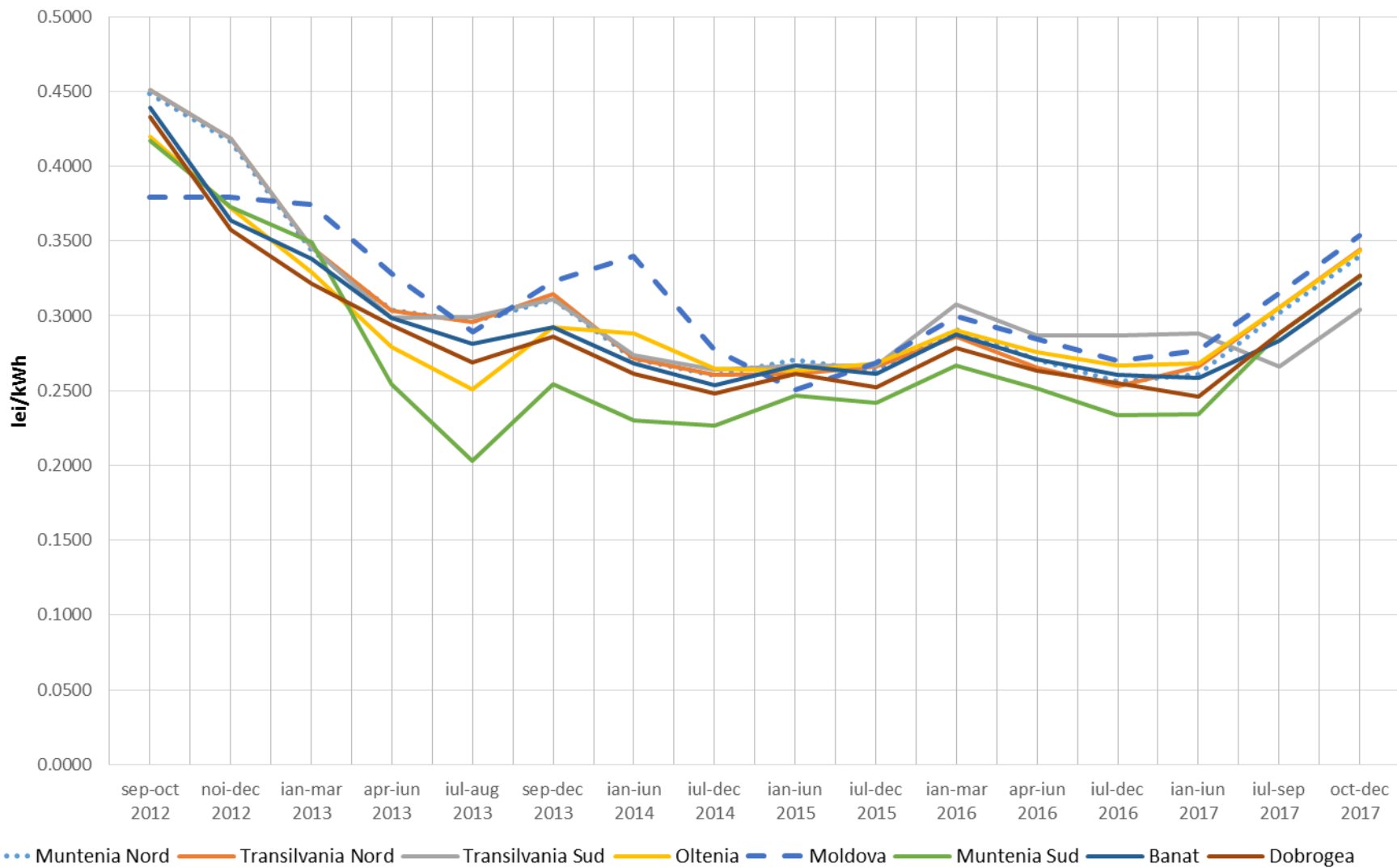
Tarife CPC - Joasa Tensiune



Tarife CPC - Medie Tensiune



Tarife CPC - Inalta Tensiune



1.3 Producerea energiei din surse regenerabile de energie

În conformitate cu prevederile art. 14 alin. (6) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare, așa cum acesta a fost modificat prin OUG nr. 24/2017 *“persoanele fizice care dețin unități de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu putere instalată sub 100 kW pe loc de consum pot vinde energia electrică produsă și livrată în rețeaua electrică aparținând operatorilor de distribuție concesionari, în vederea acoperirii consumului propriu tehnologic al rețelei electrice, la un preț stabilit conform reglementărilor ANRE”*.

Totodată, în conformitate cu prevederile art. V din OUG nr. 24/2017, ANRE actualizează cadrul de reglementare în termen de 6 luni de la intrarea în vigoare a acesteia, ca urmare a modificărilor și completărilor prevăzute la art. I.

Pentru implementarea prevederilor legale mai sus menționate, ANRE a elaborat documentul de discuție al proiectului de ordin pentru aprobarea prețurilor de vânzare a energiei electrice produsă în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată sub 100 kW aparținând persoanelor fizice către operatorii de distribuție concesionari, pe care l-a afișat pe site-ul ANRE în data de 18.08.2017, în vederea consultării publice.

Pe de altă parte, în conformitate cu prevederile art. XIV din OUG nr. 24/2017 *“Ministerul Finanțelor Publice elaborează și supune spre aprobare Guvernului cadrul necesar pentru a asigura comercializarea energiei electrice produse și livrate în rețeaua electrică de centralele electrice aparținând persoanelor fizice prevăzute la art. 14 alin. (6) din Legea nr. 220/2008, republicată, cu modificările și completările ulterioare, în termen de 150 de zile de la data intrării în vigoare a prezentei ordonanțe de urgență”*.

Din observațiile primite la proiectul de ordin referitoare la modul de facturare a energiei electrice produse în centrale electrice de către persoanele fizice și la regimul TVA și în lipsa unor norme elaborate de Ministerul Finanțelor Publice care să permită facturarea energiei electrice de către persoanele fizice care nu se pot înregistra ca PFA, ANRE a elaborat o nouă versiune a proiectului de ordin, astfel încât noul mecanism propus pentru vânzarea de către persoanele fizice a energiei electrice produse din surse regenerabile și livrate în rețeaua electrică implică plata acestei energii electrice de către operatorii de distribuție concesionari către persoanele fizice respective prin

intermediul furnizorilor de energie electrică, urmând ca documentele financiar-contabile ale celor implicați în acest proces să se realizeze în conformitate cu normele aplicabile în domeniul fiscal. Având în vedere necesitatea emiterii unui ordin care să poată fi aplicat de îndată ce acesta va intra în vigoare, ANRE va supune Comitetului de Reglementare al ANRE, spre aprobare, proiectul de ordin, de îndată ce Ministerul Finanțelor Publice elaborează normele referitoare la emiterea documentelor financiar- contabile ale celor implicați în proces, în conformitate cu prevederile art. XIV din OUG nr. 24/2017.

1.4 Producerea de energie electrică și termică în cogenerare de înaltă eficiență

Modificări legislative

Ordinul președintelui ANRE nr. 39/2017 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 15/2015, ca urmare a modificărilor și completărilor Legii nr. 123/2012 (prin OUG nr. 64/2016 - liberalizarea prețului de achiziție a gazelor naturale), precum și a modificărilor și completărilor HG nr. 1215/2009 (prin HG nr. 925/2016).

Ordinul președintelui ANRE nr. 43/2017 pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 78 din 9.11.2016 privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile în anul 2017.

Ordinul președintelui ANRE nr. 44/2017 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, aprobate prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 111/2014**, ca urmare a modificărilor și completărilor Legii nr. 123/2012 (prin OUG nr. 64/2016 - liberalizarea prețului de achiziție a gazelor naturale).

Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2017 pentru modificarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 69/2016 privind aprobarea valorilor prețurilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență.

Ordinul președintelui ANRE nr. 52/2017 pentru modificarea Ordinului președintelui ANRE nr. 119/2013 privind aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia prin care s-a modificat valoarea contribuției pentru semestrul II 2017, determinată în conformitate cu prevederile Metodologiei de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 117/2013, pe baza costurilor și veniturilor, inclusiv din supracompensarea corespunzătoare perioadei de evaluare 01.01.2016 - 31.12.2016, estimate pentru iunie – decembrie 2017 și a corecției (costuri – venituri) aferente semestrului I al anului 2017.

Ordinul președintelui ANRE nr. 80/2017 pentru modificarea și completarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013, ca urmare a modificărilor și completărilor HG nr. 1215/2009 (prin HG nr. 494/2014 și HG nr. 925/2016).

Ordinul președintelui ANRE nr. 86/2017 privind modificarea și completarea Metodologiei de determinare și monitorizare a supra compensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013, ca urmare a modificărilor și completărilor HG nr. 1215/2009 (prin HG nr. 925/2016).

Ordinul președintelui ANRE nr. 94/2017 privind modificarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 15/2015, ca urmare a modificărilor și completărilor Legii nr. 123/2012 (prin OUG nr. 64/2016 - liberalizarea prețului de achiziție a gazelor naturale), prin introducerea unor prevederi specifice anului 2018 în cazul combustibilului gazos asigurat din rețeaua de transport și din rețeaua de distribuție.

Ordinul președintelui ANRE nr. 95/2017 privind modificarea Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 111/2014, ca urmare a modificărilor și completărilor Legii nr. 123/2012 (prin OUG nr. 64/2016 - liberalizarea prețului de achiziție a gazelor naturale), prin introducerea unor prevederi specifice anului 2018 în cazul combustibilului gazos asigurat din rețeaua de transport și din rețeaua de distribuție.

Ordinul președintelui ANRE nr. 97/2017 de aprobare a prețului de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, aplicabil în anul 2018 producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, care beneficiază de bonus (abrogă Ordinul președintelui ANRE nr. 68/2016 privind aprobarea prețului de referință și a prețurilor reglementate pentru energia electrică, aplicabile în anul 2017 producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare, care beneficiază de bonus).

Ordinul președintelui ANRE nr. 98/2017 de aprobare a valorilor prețurilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, aplicabile în anul 2018 (abrogă Ordinul președintelui ANRE nr. 69/2016 de aprobare a valorilor prețurilor de referință pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, cu modificările ulterioare).

Ordinul președintelui ANRE nr. 99/2017 privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile în anul 2018 (abrogă Ordinul președintelui ANRE nr. 78/2016 privind aprobarea valorilor bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și ale prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare, aplicabile în anul 2017, cu modificările ulterioare).

Evoluția prețurilor și bonusurilor pentru producerea energiei electrice în cogenerare de înaltă eficiență și a prețurilor pentru producerea energiei termice în cogenerare de către producătorii care beneficiază de schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență

Determinarea prețurilor și bonusurilor pentru producerea energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență pentru producătorii de energie electrică în cogenerare care beneficiază de schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, precum și a prețurilor pentru energia termică produsă în cogenerare pentru anul 2017 se realizează prin aplicarea, în principal, a următoarelor reglementări:

- Hotărârea Guvernului nr. 1215/2009 privind stabilirea criteriilor și a condițiilor necesare implementării schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență pe baza cererii de energie termică utilă, cu modificările ulterioare;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 15/2015 pentru aprobarea Metodologiei de stabilire și ajustare a prețurilor pentru energia electrică și termică produsă și livrată din centrale de cogenerare ce beneficiază de schema de sprijin, respectiv a bonusului pentru cogenerarea de înaltă eficiență, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013 de aprobare a Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 114/2013 privind aprobarea Regulamentului de calificare a producției de energie electrică în cogenerare de înaltă eficiență și de verificare și monitorizare a consumului de combustibil și a producțiilor de energie electrică și energie termică utilă în cogenerare de înaltă eficiență, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 115/2013 pentru aprobarea Procedurii de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare ale centralelor de cogenerare, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 116/2013 pentru aprobarea Regulamentului privind stabilirea modului de colectare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și de

plată a bonusului pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență, cu modificările și completările ulterioare;

- Ordinul președintelui ANRE nr. 117/2013 pentru aprobarea Metodologiei de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordinul președintelui ANRE nr. 119/2013 pentru aprobarea contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență și a unor prevederi privind modul de facturare a acesteia, cu modificările ulterioare;

ANRE aprobă anual, prin ordin, valorile prețului de referință și ale prețurilor reglementate pentru energia electrică aplicabile producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care beneficiază de bonus, valorile bonusurilor de referință pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și valorile prețurilor de referință pentru energia termică produsă în cogenerare aferente celor trei tipuri de combustibil majoritar (combustibil solid, gaze naturale din rețeaua de transport, gaze naturale din rețeaua de distribuție), pentru toată perioada de aplicare a schemei de sprijin.

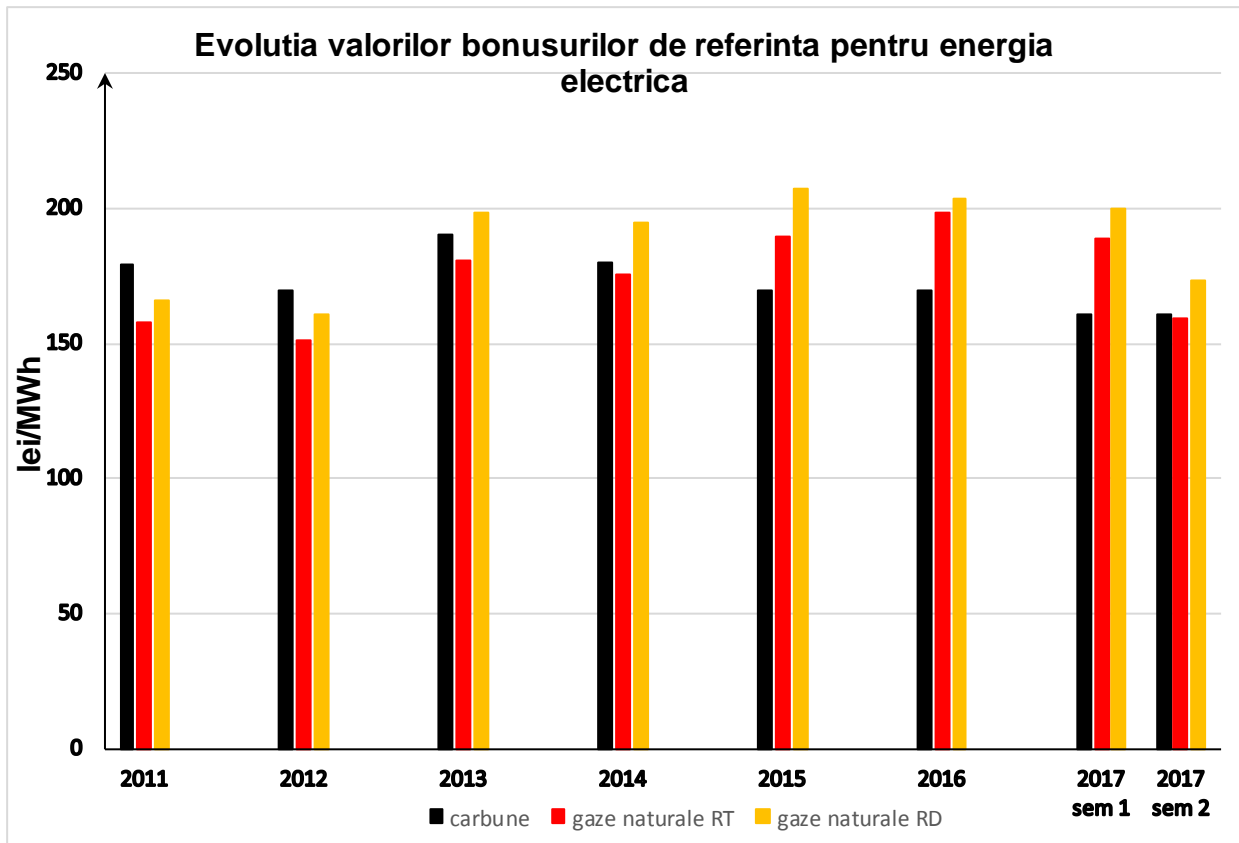
Prețul de referință și prețurile reglementate pentru energia electrică livrată din centrale de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin pentru cogenerare sunt stabilite în concordanță cu prevederile metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 15/2015, cu modificările și completările ulterioare, iar pentru anul 2017, prin prevederile Ordinului președintelui ANRE nr. 68/2016, au următoarele valori, exclusiv TVA:

<i>Tip preț energie electrică</i>	<i>lei/MWh</i>
Preț de referință	145,68

Valorile *bonusului de referință* pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență sunt stabilite în concordanță cu prevederile metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 15/2015, cu modificările și completările ulterioare. Valorile *bonusului de referință* pentru anul 2017, au fost aprobate prin Ordinului președintelui ANRE nr. 78/2016, cu modificările ulterioare, valorile acestuia pentru primii șapte ani de aplicare a schemei de sprijin, exclusiv TVA, în funcție de tipul combustibilului majoritar utilizat în centrală, sunt:

<i>Tip combustibil</i>	<i>Bonus an 1 (lei/MWh)</i>	<i>Bonus an 2 (lei/MWh)</i>	<i>Bonus an 3 (lei/MWh)</i>	<i>Bonus an 4 (lei/MWh)</i>	<i>Bonus an 5 (lei/MWh)</i>	<i>Bonus an 6 (lei/MWh)</i>	<i>Bonus an 7 (lei/MWh)</i>
combustibil solid	205,65	195,79	190,37	179,97	177,97	169,76	160,93
gaze naturale din rețeaua de transport	221,01/ 189,61	217,17/ 184,00	212,64/ 178,87	207,97/ 173,84	202,96/ 169,09	193,26/ 164,26	188,70/ 158,98
gaze naturale din rețeaua de distribuție	222,18/ 203,69	218,67/ 199,88	215,05/ 195,59	211,36/ 191,19	207,61/ 186,53	203,89/ 181,93	200,18/ 177,62

Ca urmare a liberalizării prețului gazelor naturale (prin OUG nr. 64/2016) și a modificării legislației secundare aplicabile schemei de sprijin de tip bonus (Ordinul președintelui ANRE nr. 15/2015 cu modificările și completările ulterioare) pentru semestrul II al anului 2017 au fost aprobate bonusuri de referință pentru energia electrică și prețuri de referință pentru energia termică prin Ordinul președintelui ANRE nr. 43/2017 (prin care a fost modificat Ordinul președintelui ANRE nr. 78/2016), pentru producătorii care utilizează gaze naturale.



Prețul de referință pentru energia termică produsă în cogenerare este stabilit în concordanță cu prevederile metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 15/2015 cu modificările și completările ulterioare, pentru anul 2017. Prin Ordinul președintelui ANRE nr. 78/2016, valorile prețului de referință pentru energia termică au fost diferențiate pe tip de consum, populație, respectiv noncasnic și s-au aplicat în semestrul I al anului 2017. Ca urmare a liberalizării prețului de achiziție a gazelor naturale (prin OUG nr. 64/2016) și a modificării legislației secundare aplicabile schemei de sprijin de tip bonus (Ordinul președintelui ANRE nr. 15/2015 cu modificările și completările ulterioare) pentru semestrul II al anului 2017, pentru producătorii care utilizează gaze naturale, prin Ordinul președintelui ANRE nr. 43/2017 s-a modificat Ordinul președintelui ANRE nr. 78/201 și au fost aprobate prețuri de referință pentru energia termică fără a se mai face diferențierea pe tipuri de consum și bonusuri de referință.

Valorile prețului de referință pentru energia termică pentru primii șapte ani de aplicare a schemei de sprijin, exclusiv TVA, sunt:

a) energie termică destinată consumului populației

Tip combustibil	Preț energie termică an 1 (lei/MWh)	Preț energie termică an 2 (lei/MWh)	Preț energie termică an 3 (lei/MWh)	Preț energie termică an 4 (lei/MWh)	Preț energie termică an 5 (lei/MWh)	Preț energie termică an 6 (lei/MWh)	Preț energie termică an 7 (lei/MWh)
combustibil solid	86,45	89,13	90,01	90,49	90,08	91,12	92,58
gaze naturale din rețeaua de transport							
semestrul I/	125,69/	130,45/	132,02/	132,87/	131,91/	131,40/	133,94/
semestrul II	132,95	138,07	139,76	140,67	139,64	139,09	141,83
gaze naturale din rețeaua de distribuție							
semestrul I/	144,74/	148,47/	151,83/	150,85/	149,99/	152,19/	155,30/
semestrul II	152,44	158,58	160,59	161,69	160,45	159,79	163,07

b) energie termică destinată consumului noncasnic

Tip combustibil	Preț energie termică an 1 (lei/MWh)	Preț energie termică an 2 (lei/MWh)	Preț energie termică an 3 (lei/MWh)	Preț energie termică an 4 (lei/MWh)	Preț energie termică an 5 (lei/MWh)	Preț energie termică an 6 (lei/MWh)	Preț energie termică an 7 (lei/MWh)
combustibil solid	86,45	89,13	90,01	90,49	90,08	91,12	92,58
gn din rețeaua de transport							
semestrul I/	150,61/	156,60/	158,57/	159,64/	158,43/	157,79/	160,99/
semestrul II	132,95	138,07	139,76	140,67	139,64	139,09	141,83
gn din rețeaua de distribuție							
semestrul I/	168,45/	173,45/	176,97/	180,67/	175,54/	174,80/	178,46/
semestrul II	152,44	158,58	160,59	161,69	160,45	159,79	163,07

Conform *Ordinului președintelui ANRE nr. 84/2013 de aprobare a Metodologiei de determinare și monitorizare a supra compensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus* cu completările și modificările ulterioare, prin aplicarea analizei de ante-supra compensare, bonusurile acordate producătorilor pentru anul următor vor fi ajustate, după caz, corespunzător supra compensării prognozate pentru anul următor. *Prețurile reglementate pentru energia termică livrată sub formă de apă fierbinte, precum și valorile bonusurilor pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență și livrată în SEN pentru fiecare dintre centralele de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin pentru cogenerare* au fost stabilite prin decizii individuale ANRE, în

concordanță cu prevederile metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 15/2015 cu modificările și completările ulterioare și cu prevederile Ordinului ANRE nr. 78/2016, cu modificările ulterioare.

Contribuția pentru cogenerarea de înaltă eficiență

ANRE aprobă anual, prin ordin, valoarea contribuției pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență. În cazul unor variații mai mari de $\pm 2,5 \%$, prin ordin ANRE, această valoare poate fi modificată semestrial.

Valoarea *contribuției pentru cogenerare* aplicată în anul 2017 s-a determinat în conformitate cu prevederile Ordinului președintelui ANRE nr. 117/2013 de aprobare a *Metodologiei de determinare și monitorizare a contribuției pentru cogenerarea de înaltă eficiență*, pe baza costurilor prognozate pentru plata bonusurilor și administrării schemei de sprijin și a necesarului de venituri ale schemei de sprijin pentru anul 2017 luând în considerare consumul estimat de energie electrică al consumatorilor din România, precum și încasările de la producători a sumelor determinate de ANRE în urma analizei de supracompensare. Au fost avute, de asemenea, în vedere corecțiile costurilor și veniturilor schemei de sprijin aferente perioadei 1 ianuarie - 31 august 2016, precum și ale costurilor și veniturilor estimate pentru lunile septembrie - decembrie 2016.

Prin aplicarea Ordinului președintelui ANRE nr. 84/2013 de aprobare a *Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus* cu modificările și completările ulterioare, producătorii trebuie să returneze sumele corespunzătoare supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente perioadei de evaluare respective. În trimestrul I al anului 2017, ANRE a efectuat analiza de supracompensare pentru perioada de evaluare 1.01.2016-31.12.2016.

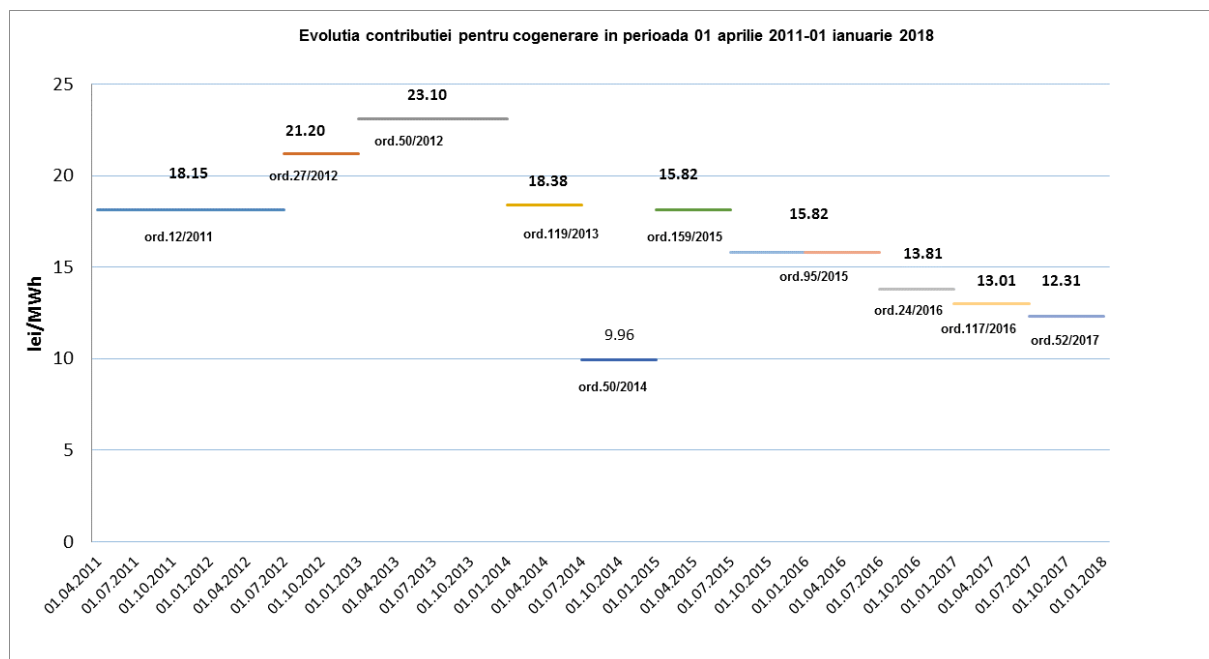
Costurile prognozate pentru plata bonusurilor pentru anul 2017 sunt determinate ca fiind produsul dintre valoarea unitară a bonusului, în vigoare pentru perioada pentru care se face calculul, corespunzător fiecărei/fiecărui centrale/producător și cantitățile estimate de ANRE de energie electrică calificate ca fiind produse în cogenerare de înaltă eficiență și vândute, estimare realizată conform prevederilor Ordinului președintelui ANRE nr. 84/2013, precum și pe baza punerilor în funcțiune din anii 2016 și 2017.

Cantitățile de energie electrică din producția centralelor ce urmau a se pune în funcțiune, prognozate a se califica pentru bonus, s-au determinat în conformitate cu *Procedura de avizare a proiectelor noi sau de re tehnologizare ale centralelor de cogenerare* aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr.115/2013.

Valoarea determinată a contribuției pentru cogenerare aplicată în semestrul I al anului 2017 a fost de 13,01 lei/MWh, exclusiv TVA, și a fost aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 117/2017.

Valoarea contribuției pentru semestrul al II-lea al anului 2017 s-a modificat prin evaluarea din luna iunie 2017 a costurilor și veniturilor schemei de sprijin realizate precum și a celor prognozate până la finalul anului și este de 12,31 lei/MWh, exclusiv TVA, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 52/2017.

Evoluția contribuției pentru cogenerare în perioada 2011-2017 este prezentată în figura următoare:



Trimestrial, ANRE publică pe pagina de internet rapoarte de monitorizare a schemei de sprijin pentru promovarea cogenerării bazate pe cererea de energie termică utilă.

Producerea de energie electrică și termică în cogenerare pentru producătorii care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență

ANRE aprobă anual, valorile prețului de referință și ale prețurilor reglementate pentru energia termică livrată în SACET din unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, aferente celor cinci tipuri de combustibil majoritar (combustibil solid, combustibil lemnos, biomasă agricolă, gaze naturale din rețeaua de transport, gaze naturale din rețeaua de distribuție).

Prețurile de referință și prețurile reglementate pentru energia termică livrată în SACET din unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență sunt stabilite în concordanță cu prevederile metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 111/2014 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a prețurilor pentru energia termică livrată în SACET din centrale cu unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, iar pentru anul 2017, prin prevederile Ordinului președintelui ANRE nr. 69/2016, cu modificările ulterioare, au fost aprobate următoarele valori, exclusiv TVA, și numai în semestrul I al anului 2017, sunt diferențiate după tipul de consum, populație, respectiv noncasnic (ca urmare a OUG nr. 64/2016) și a legislației secundare – metodologia aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 111/2014, cu modificările și completările ulterioare:

<i>Tip combustibil</i>	<i>Preț de energie termică cu obligația achiziționării certificate de CO₂</i> <i>(lei/MWh)</i>	<i>Preț de energie termică care nu au obligația achiziționării certificate de CO₂</i> <i>(lei/MWh)</i>
combustibil solid	111,34	111,34
combustibil lemnos	155,98	155,98
biomasă agricolă	164,42	164,42
gaze naturale din rețeaua de transport populație		
semestrul I/	140,65/	140,65/
semestrul II	158,19	158,19
gaze naturale din rețeaua de distribuție populație		
semestrul I/	170,95/	170,95/
semestrul II	177,28	177,28

gaze naturale din rețeaua de transport noncasnici semestrul I/ semestrul II	175,73/ 158,19	175,73/ 158,19
gaze naturale din rețeaua de distribuție noncasnici semestrul I/ semestrul II	202,10/ 177,28	202,10/ 177,28

2. Gaze naturale

În conformitate cu prevederile *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificările și completările ulterioare și a *Legii petrolului nr. 238/2004*, sistemele de prețuri și tarife pe piața reglementată a gazelor naturale se stabilesc de către ANRE.

Activitățile aferente pieței reglementate cuprind:

- transportul gazelor naturale;
- transportul gazelor prin conductele de alimentare din amonte, conform prevederilor condițiilor de valabilitate a licenței;
- înmagazinarea subterană a gazelor naturale;
- stocarea gazelor naturale în conductă;
- distribuția gazelor naturale și a biogazului/biometanului;
- furnizarea gazelor naturale la preț reglementat și în baza contractelor-cadru pentru clienții casnici, până la data de 30 iunie 2021;
- furnizarea de ultimă instanță a gazelor naturale;
- activitățile conexe desfășurate de către operatorii licențiați;
- activitățile aferente operării terminalului de gaze naturale lichefiate (GNL).

2.1 Activitatea de transport gaze naturale

Principalele modificări legislative sunt prevăzute în:

Ordinul președintelui ANRE nr. 10/2017 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2014;

Astfel, principalele schimbări prevăzute de Ordinul nr. 10/2017 sunt reprezentate de:

- stabilirea modului de creștere a procentului de alocare a venitului total în componentă fixă, începând cu 1 octombrie 2017, pornind de la nivelul actual de 60% a componentei fixe, respectiv cu 5% anual, până la nivelul de 85% din venitul total;
- introducerea obligativității publicării de către operatorul de transport și de sistem a unor informații utilizate la determinarea venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale.

Modificările propuse permit utilizatorilor rețelei de transport să determine, în mod predictibil, un nivel al tarifelor de transport viitoare și asigură corelarea cadrului de reglementare național cu cel european.

Ordinul președintelui ANRE nr. 55/2017 privind modificarea și completarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2014;

Scopul adoptării, de către ANRE, a prezentului proiect de ordin este de adaptare a legislației naționale la noile cerințe ale legislației europene și interne, respectiv la prevederile Regulamentelor (UE) nr. 460/2017 și nr. 459/2017 și la prevederile Ordinului președintelui ANRE nr. 36/31.05.2017 privind completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 16/2013, referitoare la desfășurarea proceselor de capacitate incrementală.

Astfel, principalele schimbări prevăzute de Ordinul nr. 55/2017 sunt reprezentate de:

- prelungirea celei de-a treia perioade de reglementare, aferente activității de transport al gazelor naturale, până la data de 30 septembrie 2019, în corelație cu calendarul măsurilor de implementare a Regulamentului (UE) 460/2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor elaborat de ENTSOG, astfel încât, pentru noua perioadă de reglementare, a patra pentru activitatea de transport al gazelor naturale, fundamentarea venitului reglementat, a venitului total, precum și stabilirea tarifelor reglementate pentru primul an al acestei perioade, să se realizeze pe baza noii metodologii de stabilire a prețurilor de referință pentru activitatea de transport al gazelor naturale care trebuie elaborată și aplicată în conformitate cu noile prevederi legislative aflate în vigoare la nivelul UE.

- posibilitatea de modificare a duratelor reglementate, prevăzute la pct. II din anexa - nr. 1 la Metodologia de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2014, pentru imobilizările corporale și necorporale realizate în baza unui proiect de capacitate incrementală a sistemului de transport inclus în planurile de investiții și de dezvoltare a SNT pe 10 ani, corelat cu prevederile Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al

gazelor naturale aprobat prin Ordinul Președintelui ANRE nr.16/2013, cu modificările și completările ulterioare.

Astfel, în baza solicitării justificate a operatorului de transport și de sistem, pot fi stabilite alte durate de amortizare pentru oricare dintre imobilizările corporale/necorporale aferente proiectelor de capacitate incrementală, în scopul recuperării, în mod eficient, a valorii investițiilor ce urmează a fi realizate în obiectivele sistemului de transport și a beneficiilor economice aduse, având în vedere, în principal: duratele de utilizare a obiectivelor, uzura fizică estimată, regimul de exploatare a obiectivelor, producția fizică estimată, capacitatea de producție și regimul de exploatare a mijloacelor fixe corelative care au generat necesitatea realizării capacității incrementale, durata angajamentelor privind posibilitatea folosirii acestor obiective ale sistemului de transport.

Sistemul tarifar pentru activitatea de transport cuprinde un set de tarife de tipul „intrare-ieșire” pentru rezervarea de capacitate în punctele de intrare/ieșire ale sistemului de transport, precum și un tarif volumetric pentru utilizarea sistemului, determinat ca un tarif de tip timbru poștal. Prin acest sistem se asigură realizarea venitului recunoscut și permis de ANRE unui titular de licență, în vederea acoperirii costurilor recunoscute pentru desfășurarea activității de transport al gazelor naturale într-un an al perioadei de reglementare.

Metodologia de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de transport al gazelor naturale, prin care s-a introdus **sistemul de tarificare de tipul „intrare-ieșire”** a fost aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 32/2014.

Metodologia de rezervare a capacității de transport și de stabilire a tarifelor pentru activitatea de prestare a serviciilor de transport al gazelor naturale prin conductele de transport Isaccea – Negru Vodă a fost aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 34/2016.

Evoluții ale tarifului de transport gaze naturale

Tarifele în vigoare, practicate începând cu data de 1 octombrie 2017, de către SNTGN TRANSGAZ S.A., operatorul licențiat în sectorul gazelor naturale pentru activitatea de transport al gazelor naturale, sunt aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 74/2017 și sunt valabile până la data de 30 septembrie 2018.

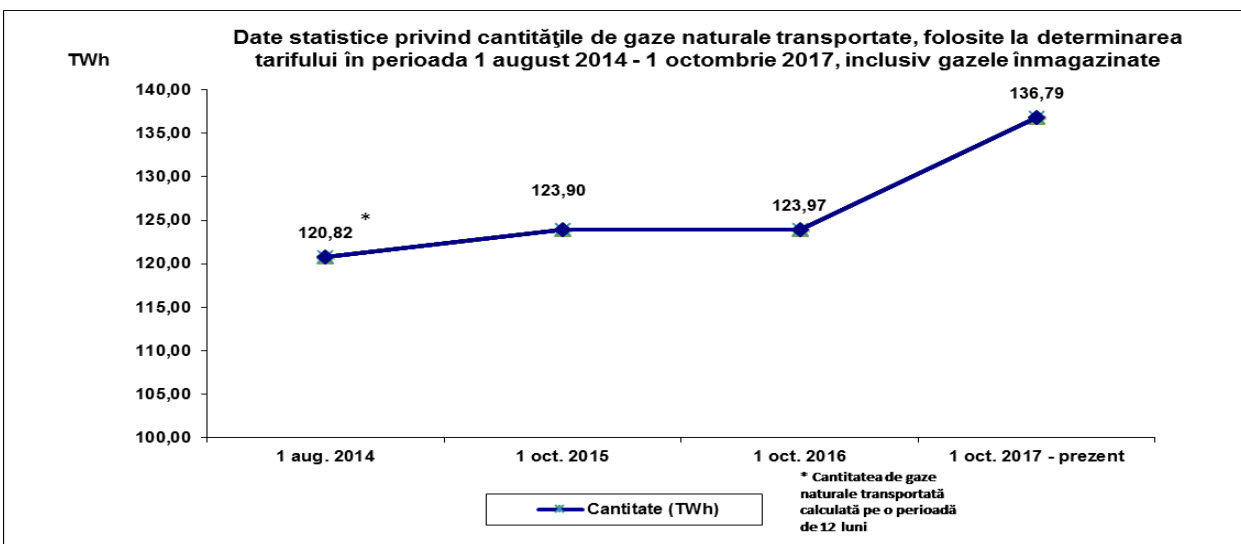
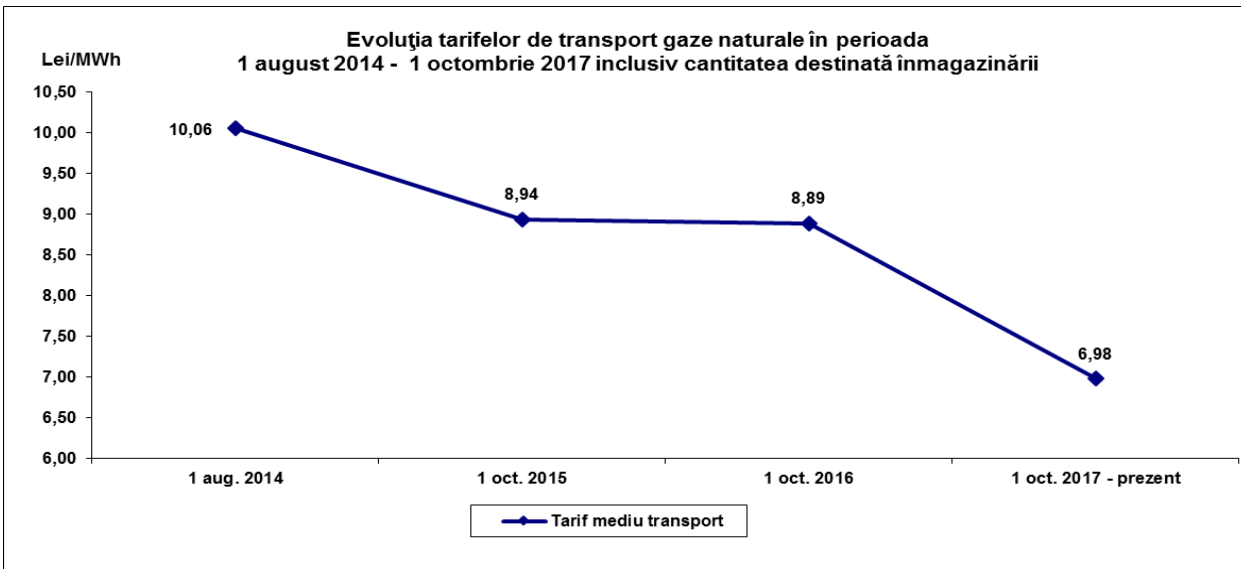
Astfel:

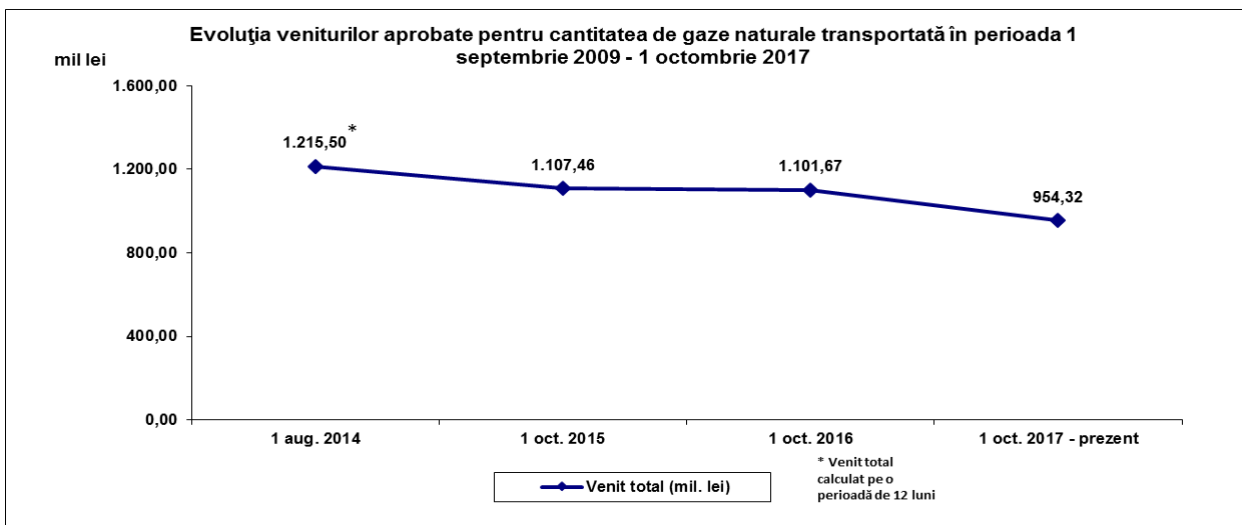
- a) tarif de rezervare de capacitate pe punct/grup de puncte de intrare/ieșire pentru servicii ferme/întreruptibile de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport
lei/MWh/h

Grup de puncte de intrare / ieșire în / din SNT		Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale						
		Termen lung	Termen scurt					
			Anual	Trimestrial		Lunar		Zilnic
				vară	iarnă	vară	iarnă	vară
1.	grupul punctelor de intrare în sistemul de transport al gazelor naturale din perimetrele de producție, din terminalele GNL și din instalațiile de producere a biogazului sau a altor gaze care îndeplinesc condițiile de calitate pentru a putea fi livrate/transportate în/prin sistemul de transport al gazelor naturale, din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale și din depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale;	1,76	1,37	3,23	1,59	3,70	3,16	7,40
2.	grupul punctelor de ieșire din sistemul de transport al gazelor naturale spre consumatorii direcți, sisteme de distribuție, depozitele de înmagazinare subterană, conductele de alimentare din amonte și alte sisteme de transport interconectate	1,74	1,36	3,19	1,57	3,66	3,12	7,32

- b) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată către sistemele de distribuție: 2,45 lei/MWh transportat;
- c) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată numai prin Sistemul național de transport: 3,20 lei/MWh transportat.

Tarifele prevăzute la lit. b) și c) conțin și valoarea impozitului pe monopol prevăzut de *Ordonanța Guvernului nr. 5/2013* privind stabilirea unor măsuri speciale de impozitare a activităților cu caracter de monopol natural din sectorul energiei electrice și al gazului natural, cu modificările ulterioare.





Tarifele în vigoare, valabile în intervalul 1 octombrie 2017 – 30 septembrie 2018 și practicate de către SNTGN TRANSGAZ S.A., operatorul licențiat în sectorul gazelor naturale pentru activitatea de transport al gazelor naturale al gazelor naturale pe conductele de transport gaze naturale Isaccea 1 -Negru Vodă 1 sunt prevăzute în anexa Ordinului ANRE nr.73/2017.

Astfel:

-lei/KWh/h-

Nr. crt.	Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale pentru rezervarea capacității de transport pe conductele de transport Isaccea 1 - Negru Vodă 1	Punctul de intrare Isaccea 1	Grupul punctelor de ieșire, Negru Vodă 1 și punctele de ieșire destinate alimentării cu gaze naturale a unor localități de pe teritoriul României
1.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen lung, contractate pentru un an	0.0007954	0.0007954
2.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru un trimestru	vara	0.0008670
		iarna	0.0012010
3.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o lună	vara	0.0010022
		iarna	0.0013840
4.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o zi	vara	0.0020044
		iarna	0.0027679

2.2 Activitatea de înmagazinare

În anul 2017, principala modificare legislativă a fost prevăzută prin Ordinul președintelui ANRE nr. 4/2017 privind aprobarea Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale.

Principalele modificări prevăzute de Ordinul președintelui nr. 4/2017 sunt reprezentate de:

- ✓ prelungirea perioadei a treia de reglementare până la data de 31 martie 2018,
- ✓ modificarea termenului de depunere a propunerii privind stabilirea venitului total, a venitului reglementat și a tarifelor de înmagazinare subterană aferente primului an al perioadei de reglementare și fundamentarea acestora, la cel puțin 120 de zile înaintea începerii perioadei de reglementare,
- ✓ modul de stabilire a venitului total și a venitului reglementat,
- ✓ stabilirea unui nivel maximal de recunoaștere a costurilor efectuate de către un titular al licenței de operare a sistemului de înmagazinare cu închirierea obiectivelor sistemului de la proprietar,
- ✓ recunoașterea anuală, doar a valorii investițiilor recepționate, puse în funcțiune sau date în folosință, și înregistrate în contabilitatea financiară,
- ✓ stabilirea modului de determinare a tarifului de rezervare de capacitate pentru serviciile de înmagazinare subterană gaze naturale pe termen scurt,
- ✓ modul de stabilire și tratamentul recunoașterii ratei inflației,
- ✓ regularizarea, la doi ani, a venitului total și a venitului reglementat, pe baza datelor de închidere a anilor financiari,
- ✓ solicitarea de ajustare a venitului total și a venitului reglementat se poate realiza dacă între momentul înaintării solicitării și momentul apariției sau modificării elementelor de ajustare a trecut o perioadă de peste 3 ani,
- ✓ elementele de ajustare solicitate în afara termenului de ajustare prevăzut în metodologie, respectiv cu cel puțin 90 de zile înaintea începerii anului din cadrul perioadei de reglementare, nu vor fi actualizate,

- ✓ obligativitatea solicitării de ajustare anuală a venitului total, a venitului reglementat și a tarifelor de înmagazinare subterană în cazul componente de corecție pentru capitalul investit, dar și în cazul existenței unor elemente de ajustare care ar diminua venitul total și venitul reglementat.

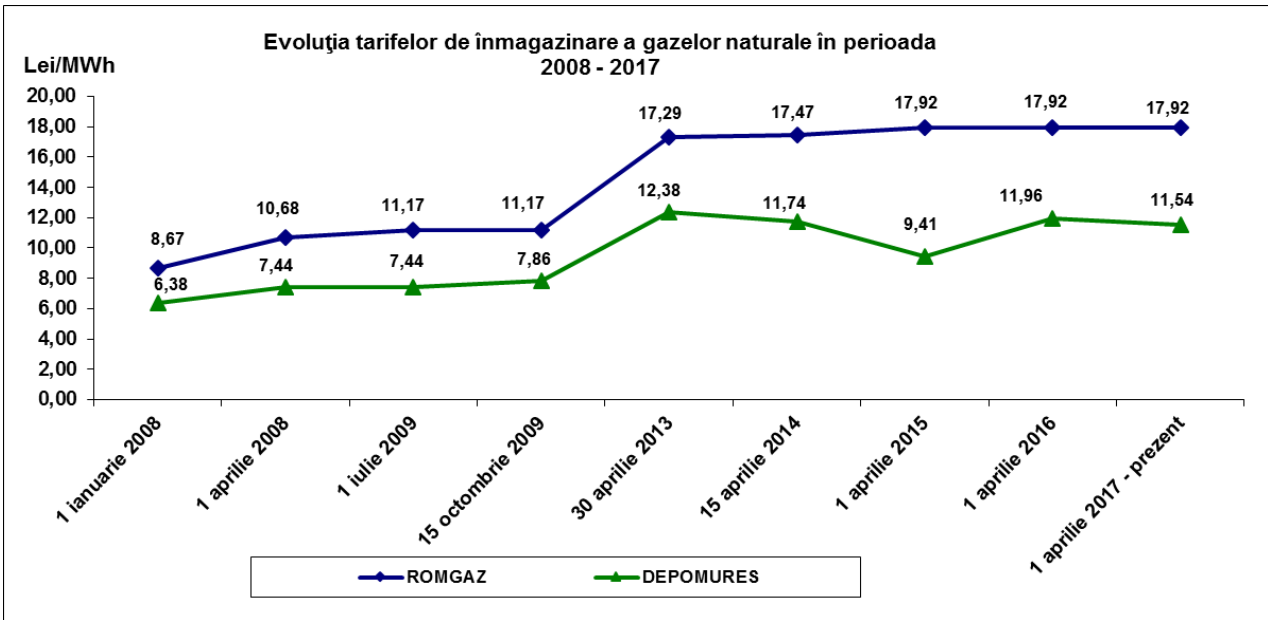
Sistemul tarifar pentru activitatea de înmagazinare subterană cuprinde un set de tarife de tipul *revenue cap* prin care este stabilit un venit reglementat total, care acoperă costurile totale aferente desfășurării activității pe parcursul unui an al perioadei de reglementare.

Evoluții ale tarifului de înmagazinare

În baza prevederilor Ordinului președintelui ANRE nr. 22/2012 de aprobare a *Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale*, cu modificările și completările ulterioare, ANRE a aprobat, pentru operatorii licențiați pentru desfășurarea activității de înmagazinare subterană, și anume Societatea DEPOMUREȘ S.A. Târgu Mureș și SNGN ROMGAZ S.A. Mediaș prin sucursala Ploiești, venitul total, venitul reglementat, componenta fixă de rezervare de capacitate și componentele volumetrice, de injecție și de extracție subterană a gazelor naturale, aferente tarifului pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană, pentru perioada aprilie 2017 - martie 2018, prin Ordinele președintelui ANRE nr. 19/2017 și nr. 20/2017.

Tarifele în vigoare pentru activitatea de înmagazinare a gazelor naturale, practicate la data întocmirii prezentului raport de către operatorii licențiați în sectorul gazelor naturale, sunt următoarele:

Componenta de tarif	U.M.	Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. Mediaș	Societatea “Depomureș” - S.A. Târgu Mureș
Componentă fixă pentru rezervarea capacității	Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare	13,68	7,37
Componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale	Lei / MWh	2,37	2,93
Componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale	Lei / MWh	1,87	1,24



În perioada 2014-2015, pentru SNGN Romgaz SA Mediaș, venitul total anual, venit ce reprezintă suma costurilor recunoscute operatorului, a rămas constant, **egal cu cel aprobat pentru anul 2013**, variațiile de tarif mediu unitar fiind generate doar de structura dintre nivelul capacității de rezervare, capacitatea de injecție disponibilă și capacitatea de extracție.

Începând cu anul 2016 până în prezent, tarifele de înmagazinare nu au mai suferit modificări. Facem precizarea că societatea este în proces de separare juridică a activităților conform reglementărilor europene

Până la finalizarea acestui proces de către SNGN Romgaz SA Mediaș , în conformitate cu reglementările europene, dar și având în vedere o eficiență economică, în sensul în care orice separare de activități și reorganizare din punct de vedere economic nu trebuie să genereze o creștere de costuri, ci dimpotrivă o scădere a acestora, altfel procesul nu s-ar mai desfășura, ANRE nu poate modifica tarifele de înmagazinare, orice modificare a acestora având la bază informații și date care ulterior pot fi invalidate, ca urmare a separării și reorganizării interne.

2.3 Activitatea de distribuție

Sistemul tarifar pentru **activitatea de distribuție** cuprinde tarife diferențiate pe operatori licențiați de distribuție și pe categorii de clienți.

Prin Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2013 a fost aprobată *Metodologia de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu a treia perioadă de reglementare și de modificare a Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/25.05.2012*, care s-a aplicat începând cu 1 aprilie 2014 pentru determinarea tarifelor reglementate în perioada a treia de reglementare (2013 - 2017), modificată și completată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 17/2014.

Trebuie menționat că, în anul 2014, a fost elaborată o metodă unitară de calcul al consumului tehnologic de gaze naturale în sistemele de distribuție prin Ordinul președintelui ANRE nr. 18/2014 pentru aprobarea *Metodologiei de calcul al consumului tehnologic din sistemele de distribuție a gazelor naturale*.

Pentru anul 2017, categoriile de clienți pentru care s-au stabilit diferențiat tarifele de distribuție și tariful de distribuție de proximitate au fost următoarele:

1. Tarife de distribuție

B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh

B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh

B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh

B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh

B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh

B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh .

2. Tarif de distribuție de proximitate

B.6.1 clienți cu un consum anual de peste 250.000 MWh.

Pentru activitatea de distribuție se stabilește un venit reglementat unitar care acoperă costurile unitare aferente unui an al perioadei de reglementare. Contravaloarea serviciilor de distribuție prestate unui utilizator al sistemului de distribuție se facturează lunar.

Evoluții ale tarifelor de distribuție

În conformitate cu prevederile legale în vigoare, respectiv, *Metodologia de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu a treia perioadă de reglementare și de modificare a Metodologiei pentru aprobarea prețurilor și stabilirea tarifelor reglementate în sectorul gazelor naturale, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 22/25.05.2012*, un număr de 39 de operatori au înaintat ANRE documentele conținând datele de ajustare a veniturilor reglementate, precum și propunerile de prețuri și tarife reglementate pentru anul 2017.

Astfel, începând cu data de 1 aprilie 2017 a intrat în vigoare Ordinul președintelui ANRE nr. 21/2017 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.

Categoria de clienți	Lei/ MWh
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	28,24
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	28,23
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	26,88
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	25,81
B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	24,06
B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh	13,83
2. Tarif de distribuție de proximitate	
B.6.1. Cu un consum anual peste 250.000 MWh	5,21

Menționăm că, pentru societatea DELGAZ GRID S.A. (fosta E.ON GAZ DISTRIBUȚIE S.A.), nu s-a realizat procesul de ajustare a venitului unitar aferent anului 2017, deoarece în perioada 2015-2016 la operatorul Delgaz Grid S.A. s-a efectuat un control al cărui obiectiv a fost verificarea, în baza de active reglementate aferentă activității de distribuție, a activelor închiriate de către societate către terți, începând cu a doua perioadă de reglementare, respectiv în perioada 2008-2014.

Raportul de verificare a fost întocmit pe baza datelor puse la dispoziție de către societatea Delgaz Grid S.A., concluzia acestuia fiind că stabilirea venitului reglementat unitar, a venitului total unitar și a tarifelor de distribuție aferente fiecărui an al celei de a treia perioade de

reglementare s-a efectuat pe baza unor date eronate transmise de operator, privind activele închiriate terților și modul de reflectare a închirierii în baza de active reglementate.

Astfel, ANRE a comunicat operatorului că, în conformitate cu prevederile Metodologiei aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 42/2013, cu modificările și completările ulterioare, se va proceda la modificarea tarifelor de distribuție aprobate, prin refundamentare, solicitându-i operatorului transmiterea datelor necesare pentru procesul de refundamentare.

Totodată, ca urmare a celor constatate, ANRE a sesizat Agenția Națională de Administrare Fiscală, prin adrese repetate, necesitatea efectuării unui control competent referitor la întocmirea dosarului prețurilor de transfer al societății în tranzacțiile cu societățile afiliate și legate. Ca urmare a sesizărilor transmise, în luna iunie 2017, ANAF a transmis către ANRE, Raportul de inspecție fiscală încheiat la societatea DELGAZ GRID S.A., raport complex, atât calitativ, cât și cantitativ.

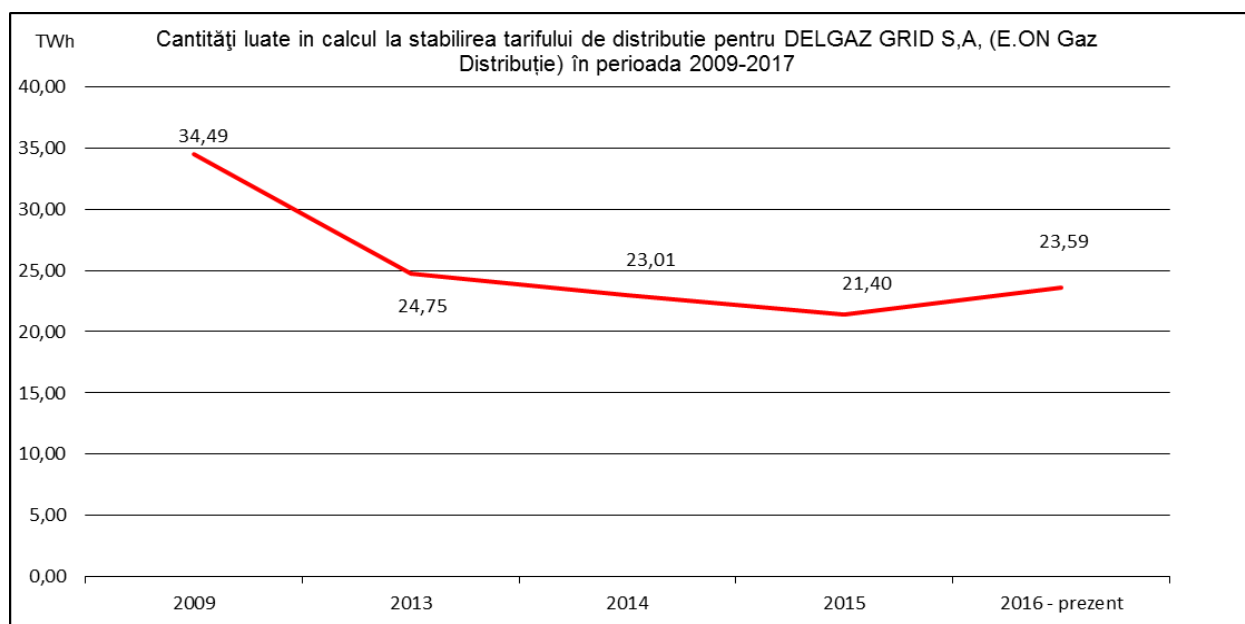
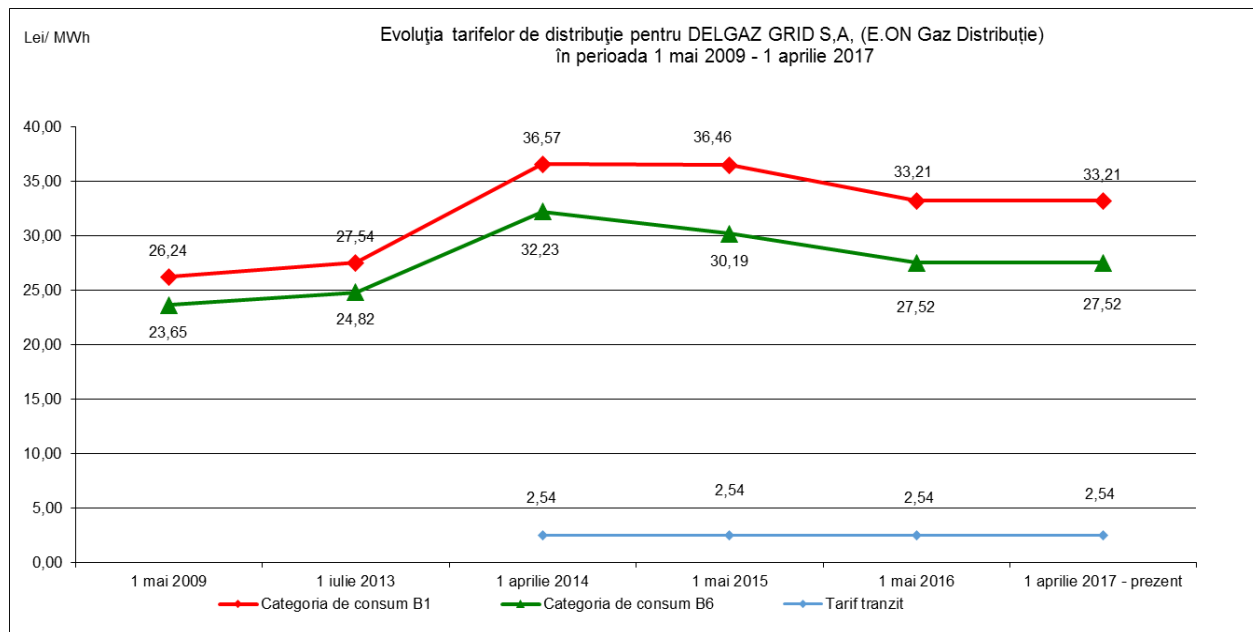
Având în vedere volumul mare de date transmis de operator în vederea refundamentării și Raportul de inspecție fiscală transmis de ANAF, direcția de specialitate din cadrul ANRE se află în curs de analiză a informațiilor primite, astfel încât să poată efectua refundamentarea venitului reglementat unitar și a venitului total unitar aferente societății DELGAZ GRID S.A.

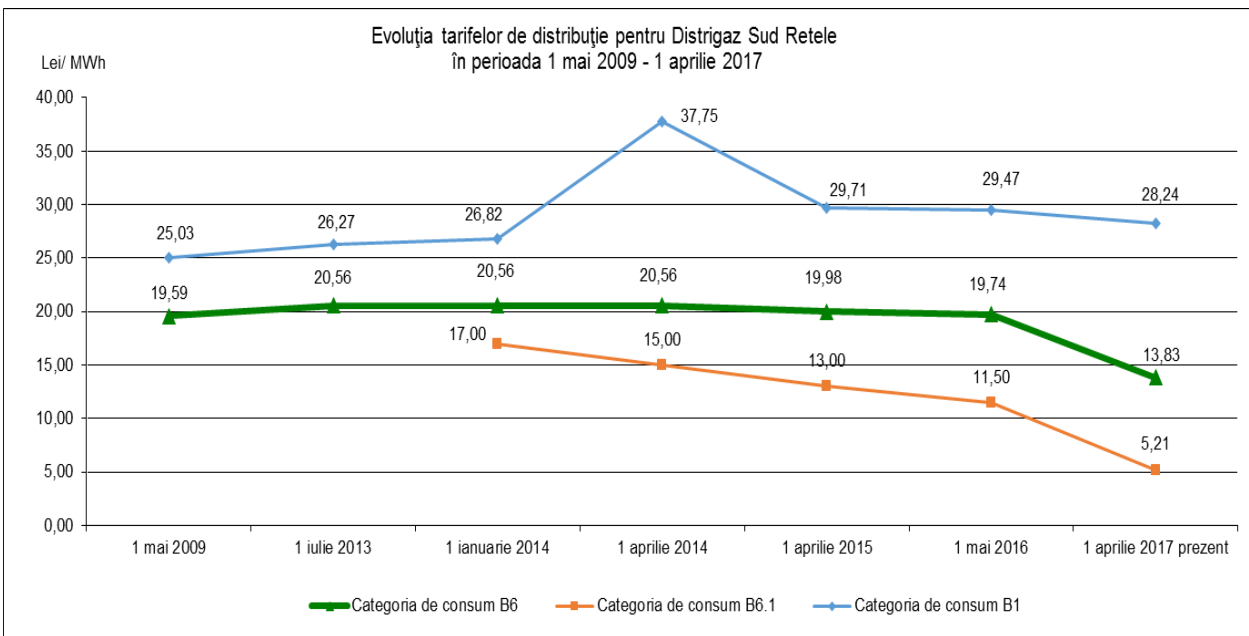
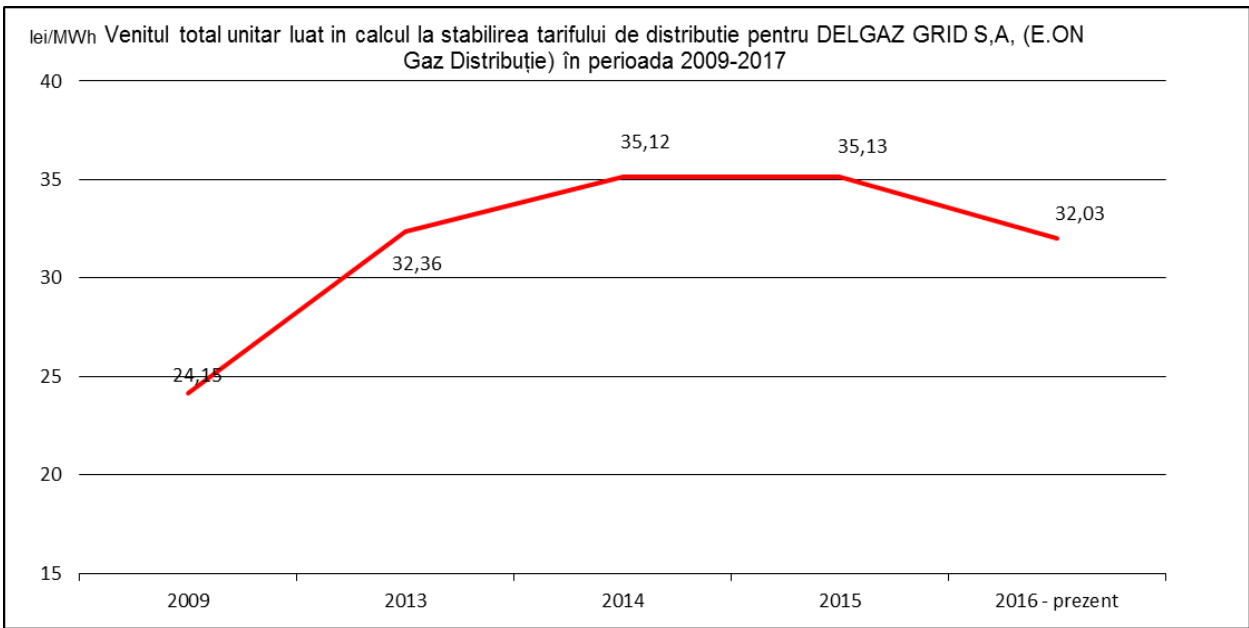
Astfel, tarifele reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea DELGAZ GRID S.A. (E.ON GAZ DISTRIBUȚIE S.A.) au rămas la nivelul anului 2016, după cum urmează:

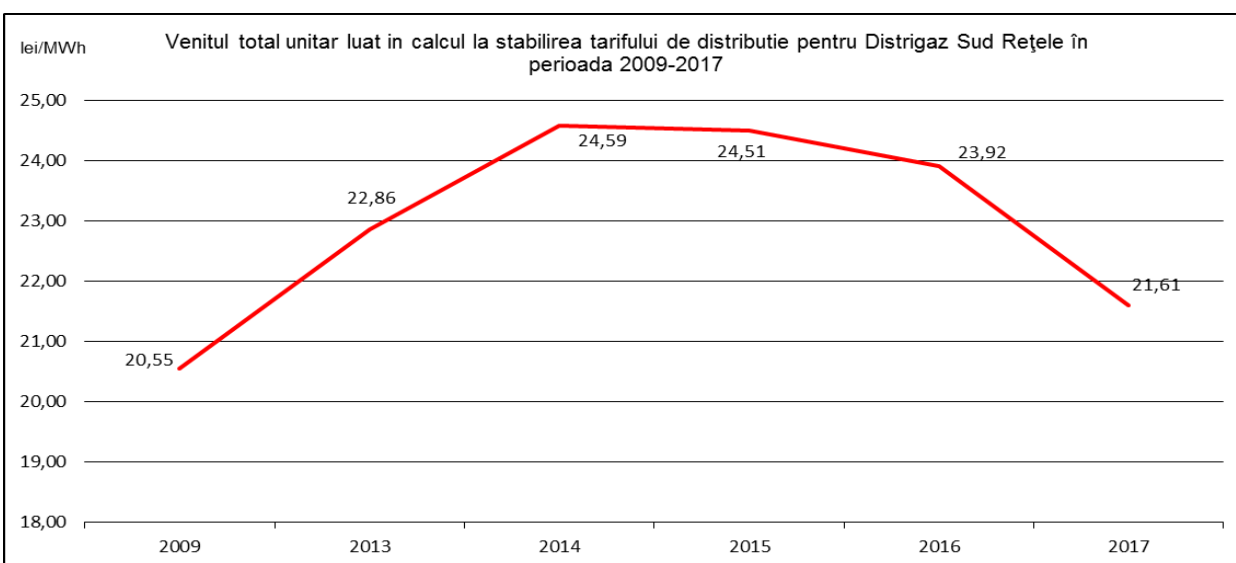
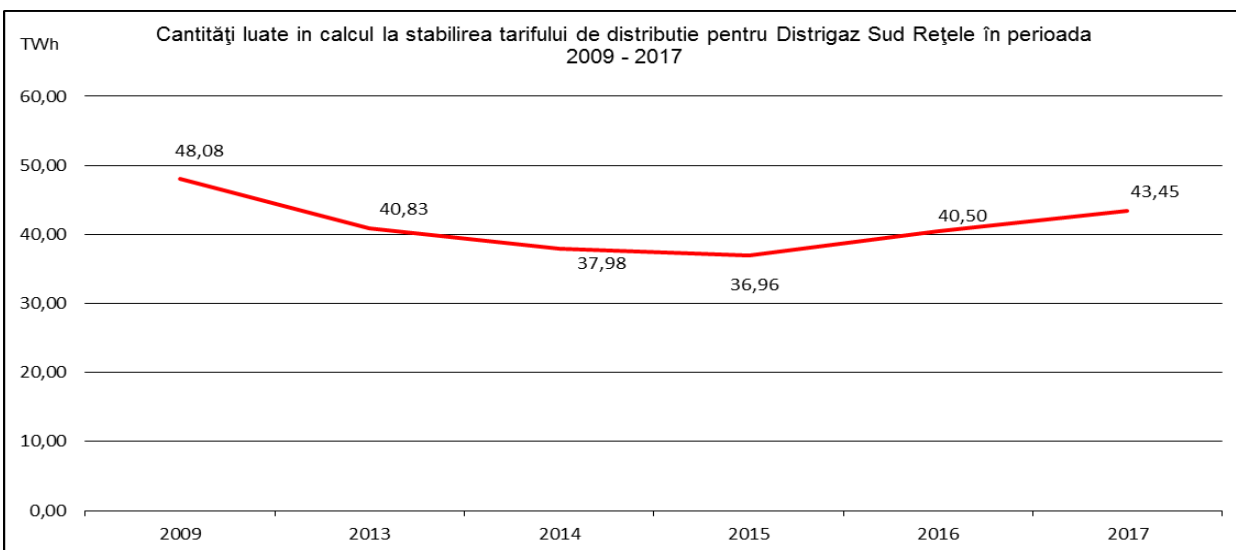
Categoria de clienți	<i>Lei/ MWh</i>
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	33,21
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	32,06
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	31,54
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	31,11
B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	30,46
B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh	27,52
2. Tarif de distribuție de tranzit*	2,54

* Tarif de distribuție de tranzit – tarif pentru utilizarea sistemului de distribuție a unui operator căruia i s-a solicitat accesul sau care a aprobat accesul în scopul vehiculării gazelor naturale în vederea alimentării cu gaze naturale a clienților finali din portofoliul propriu.

Graficele de mai jos reflectă evoluția, în timp, a tarifelor de distribuție a gazelor naturale pentru cei doi operatori, începând cu 1 mai 2009 și până în prezent.







Stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție și aprobarea prețurilor pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale s-au realizat prin emiterea Ordinului președintelui ANRE nr. 40, 41, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 87, 88, 89, 90 și 91 pentru operatorii COVI CONSTRUCT 2000 S.R.L., NOVA POWER & GAS - S.R.L., AMARAD DISTRIBUȚIE - S.R.L., GAZ EST - S.A., PROGAS P&D - S.A., SALGAZ S.A., CPL CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMANIA - S.R.L., DISTRIGAZ VEST - S.A., CORDUN GAZ - S.A., GAZ VEST - S.A.,

HARGAZ HARGHITA GAZ - S.A., INSTANT CONSTRUCT COMPANY - S.A., MM DATA - S.R.L., OLIGOPOL S.R.L., GAZ NORD EST - S.A., B.E.R.G. SISTEM GAZ - S.A., MĂCIN GAZ - S.R.L., Societatea Națională de Gaze Naturale “ROMGAZ” - S.A. Mediaș, TEHNOLOGICA RADION - S.R.L. și TULCEA GAZ - S.A.

2.4 Activitatea de furnizare reglementată a gazelor naturale

Principalele modificări legislative sunt prevăzute în **Ordinul președintelui ANRE nr. 18/29.03.2017 privind modificarea și completarea Metodologiei pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 182/2015.**

Elaborarea metodologiei s-a datorat faptului că, odată cu intrarea în vigoare a prevederilor Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 64/2016, prețul producției interne nu se mai stabilește de către autoritățile statului, iar stabilirea structurii de amestec intern/import se face, conform prevederilor art. 181 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, doar până la convergența prețului gazelor naturale din producția internă cu cel al gazelor naturale din import. Astfel, principalele modificări sunt următoarele:

- ANRE nu mai face distincție între gaze naturale din producția internă și gazele naturale din import;
- s-a completat/modificat formula de calcul a prețului reglementat, în sensul corelării elementelor componente cu legislația în vigoare. Astfel, au fost prevăzute criterii clare în vederea calculării diferențelor dintre suma fixă unitară recunoscută de ANRE pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale, inclusiv serviciile reglementate aferente, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată și costurile unitare efectiv realizate și recunoscute de ANRE operatorului care realizează furnizarea reglementată. În acest sens, s-a stabilit recunoașterea celui mai mic preț înregistrat pe contractele bilaterale și a prețului mediu realizat pe piața centralizată;

- s-au completat/modificat prevederile referitoare la suma fixă unitară, în corelare cu prevederile legale în vigoare. Astfel, au fost enumerate toate elementele de care se va ține cont la evaluarea sumei fixe unitare, respectiv, s-a prevăzut că aceasta va fi recalculată de ANRE pe parcursul anului, după caz, în situația în care modificări ale prețului de achiziție a gazelor naturale, respectiv ale tarifelor reglementate, induc o variație mai mare de +/-5% a sumei fixe unitare - CUG_{fr}.

Ordinul președintelui ANRE nr. 102/20.10.2017 privind modificarea și completarea *Metodologiei pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 182/2015.*

Principalele modificări sunt următoarele:

- modul de estimare a sumei fixe unitare, în sensul clarificării perioadei luate în considerare ca referință pentru datele și informațiile utilizate, respectiv perioada anterioară similară;
- modul de estimare a sumei fixe unitare, în sensul clarificării modului de estimare a costurilor aferente prestării serviciilor de înmagazinare subterană, respectiv pe baza tarifelor aprobate de către ANRE pentru ciclul de înmagazinare următor sau a tarifelor în vigoare la data evaluării sumei fixe unitare, costuri ponderate cu capacitatea tehnică declarată a depozitelor;
- prevederile referitoare la suma fixă unitară, în sensul precizării perioadei pentru care se estimează de către ANRE, în cadrul perioadei pentru care s-a stabilit inițial, respectiv pentru intervalul de timp rămas până la terminarea perioadei, în situația îndeplinirii cumulative a trei condiții.

Pretul gazelor naturale din producția internă

În baza prevederilor *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*, cu modificările și completările ulterioare, la data de 1 iulie 2015 a fost emisă Hotărârea de Guvern nr. 488/2015 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației în perioada 1 iulie 2015 - 30 iunie 2021, prin care s-a stabilit o creștere

anuală a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă, valori ce au fost preluate de către ANRE la calculul prețurilor reglementate.

La data de 28 iunie 2016, a fost aprobată Hotărârea de Guvern nr. 461/2016 *pentru modificarea anexei la Hotărârea Guvernului nr. 488/2015 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației în perioada 1 iulie 2015-30 iunie 2021.*

Astfel, conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 461/2016, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă a fost stabilit astfel:

Prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației:

	lei/MWh
	Clienți casnici și producători de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației
01.07.2015	60,00
01.07.2016	60,00
01.04.2017	72,00
01.04.2018	78,00*
01.04.2019	84,00*
01.04.2020	90,00*

*) Prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele termice destinate consumului populației, începând cu 1 aprilie 2018, urmează a fi reevaluat în urma unei analize derulate până la sfârșitul lunii martie 2018.

La data de 11 octombrie 2016, a fost aprobată Ordonanța de Urgență nr. 64/2016 *pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.*

Astfel, în conformitate cu prevederile art. 181 alin. (5) din Lege, prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației se stabilește prin hotărâre a Guvernului, la propunerea ministerului de resort, până la data de 31 martie 2017.

Stabilirea prețurilor reglementate la clienții finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate

În conformitate cu prevederile *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare*, piața de gaze naturale este compusă **din piața reglementată și piața concurențială.**

Prețurile reglementate se stabilesc diferențiat pentru fiecare furnizor licențiat și pe categorii de clienți, în funcție de configurația sistemelor prin care se realizează furnizarea gazelor naturale.

Prețurile sunt de tip monom și cuantifică costurile fixe și variabile legate de realizarea activității de furnizare în regim reglementat.

Prețurile reglementate se aplică la cantitățile de gaze naturale furnizate în regim reglementat.

Prețurile reglementate se stabilesc diferențiat pentru fiecare titular de licență de furnizare, astfel:

- a) pentru societățile comerciale care și-au separat legal activitatea de furnizare de activitatea de distribuție a gazelor naturale, pe categorii de clienți pentru care furnizarea de gaze naturale se face în regim reglementat, amplasați în zonele delimitate unde întreprinderea afiliată deține licența de distribuție a gazelor naturale, în funcție de consumul anual și de tipul sistemelor (transport/distribuție) prin care se realizează furnizarea gazelor naturale;
- b) pentru societățile comerciale care nu și-au separat legal activitatea de furnizare de activitatea de distribuție a gazelor naturale, pe categorii de clienți pentru care furnizarea de gaze naturale se face în regim reglementat, amplasați în aria de distribuție deservită în calitate de operator licențiat al sistemului de distribuție, în funcție de consumul anual și de tipul sistemelor (transport/distribuție) prin care se realizează furnizarea gazelor naturale.

Având în vedere:

- a) prevederile Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, care aduc modificări asupra obligațiilor și drepturilor producătorilor, respectiv conform art. 124 alin (1) lit. e) aceștia trebuie să pună cu prioritate la dispoziția furnizorilor cantitățile de gaze naturale rezultate din activitatea de producție, necesare acoperirii consumului clienților casnici, inclusiv cantitățile destinate producătorilor de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, în conformitate cu reglementările ANRE și cu respectarea graficului de liberalizare a prețurilor și de asigurare a gazelor naturale pentru aceștia, doar până la data de 31 martie 2017;
- b) prevederile Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, care aduc modificări asupra stabilirii structurii de amestec, respectiv conform art. 181, pentru acoperirea necesarului de consum, clienții finali au dreptul să fie alimentați cu gaze naturale în amestec intern/import, conform structurilor avizate/stabilite de către ANRE până la convergența prețului gazelor naturale din producția internă cu cel al gazelor naturale din import, iar conform alin. (5), prețul de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru clienții casnici și pentru producătorii de energie termică, numai pentru cantitățile de gaze naturale utilizate la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice destinate consumului populației, se stabilește prin hotărâre a Guvernului, la propunerea ministerului de resort, doar până la data de 31 martie 2017, s-a impus necesitatea modificării și completării Metodologiei pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016. Astfel, în ședința Comitetului de Reglementare din data de 29 martie 2017 a fost aprobat Ordinul președintelui ANRE de modificare a Ordinului președintelui ANRE nr. 182/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016.

Odată cu intrarea în vigoare a prevederilor Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 64/2016, prețul producției interne nu se mai stabilește de către autoritățile statului, iar stabilirea structurii de amestec intern/import se face, conform prevederilor art. 181 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, doar până la convergența prețului gazelor naturale din producția internă cu cel al gazelor naturale din import.

Astfel, conform prevederilor art. nr. 36, 37, 38, 39 ale *Ordinului președintelui ANRE nr. 182/2015 privind aprobarea Metodologiei pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016, cu modificările și completările ulterioare* (denumită în continuare *Metodologie*), Direcția Generală Piață Gaze Naturale, Prețuri și Tarife Reglementate a estimat costurile necesare pentru achiziția gazelor naturale destinate furnizării în regim reglementat, inclusiv serviciile aferente, **pentru perioada aprilie 2017 – martie 2018**, evaluând suma fixă unitară la valoarea de **81,48 lei/MWh**.

De menționat că, la data de 1 aprilie 2017, a fost regularizată componenta Delta CUG reprezentând *componenta unitară de corecție pentru diferența dintre suma fixă unitară recunoscută de ANRE pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale (CUG), inclusiv serviciile reglementate aferente, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată și costurile unitare efectiv realizate și recunoscute de ANRE operatorului care realizează furnizarea reglementată*.

Astfel, au fost analizate diferențele de cost de achiziție a gazelor naturale aferente perioadei ianuarie - septembrie 2016 și totodată, au fost actualizate valorile cedate/recuperate prin componenta Delta CUG incluse deja în preț pentru fiecare operator de furnizare reglementată.

Procentul de ajustare a prețurilor finale reglementate pentru clienții casnici, începând cu 1 aprilie 2017, calculate ca medie în funcție de ponderea de piață a fiecărui operator licențiat care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale pe piața reglementată, a fost de 2,41%.

Creșterea prețurilor cu un procent de aproximativ 2,41%, începând cu data de 1 aprilie 2017, s-a datorat ajustării veniturilor unitare aferente activității de distribuție pentru Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L., stabilirii venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată pentru anul 2017 pentru Societatea ENGIE ROMANIA S.A. și Societatea E.ON

ENERGIE ROMÂNIA S.A., respectiv, estimării sumei fixe unitare pentru perioada aprilie 2017 – martie 2018 (CUG) și a regularizării componentei Delta CUG pentru toți cei 39 de operatori.

Totodată, pentru un număr de 20 de operatori, în cursul anului 2017, au fost ajustate veniturile unitare aferente activității de distribuție cât și veniturile unitare aferente activității de furnizare reglementată, ponderea acestora reprezintă, cumulată, aproximativ 3,90% din piața reglementată.

Prețurile reglementate pentru furnizorii cu o cotă de piață reprezentativă, în vigoare începând cu data de 1 aprilie 2017, sunt următoarele:

Prețurile reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea ENGIE ROMÂNIA S.A. pentru clienții casnici:

Categoria de clienți	Lei/ MWh
B. Clienți finali conectați în sistemul de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	111,72
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	111,70
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	110,36
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	109,29

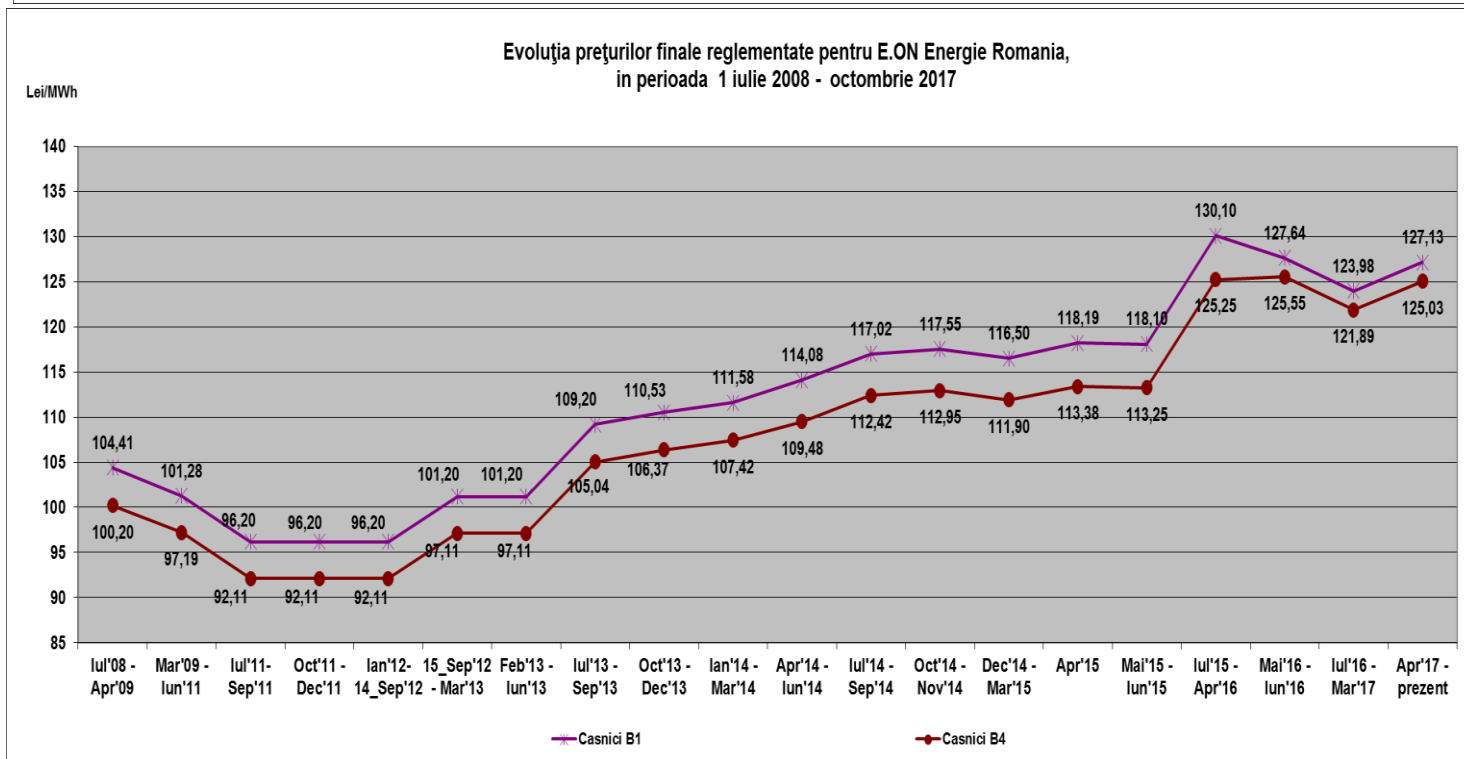
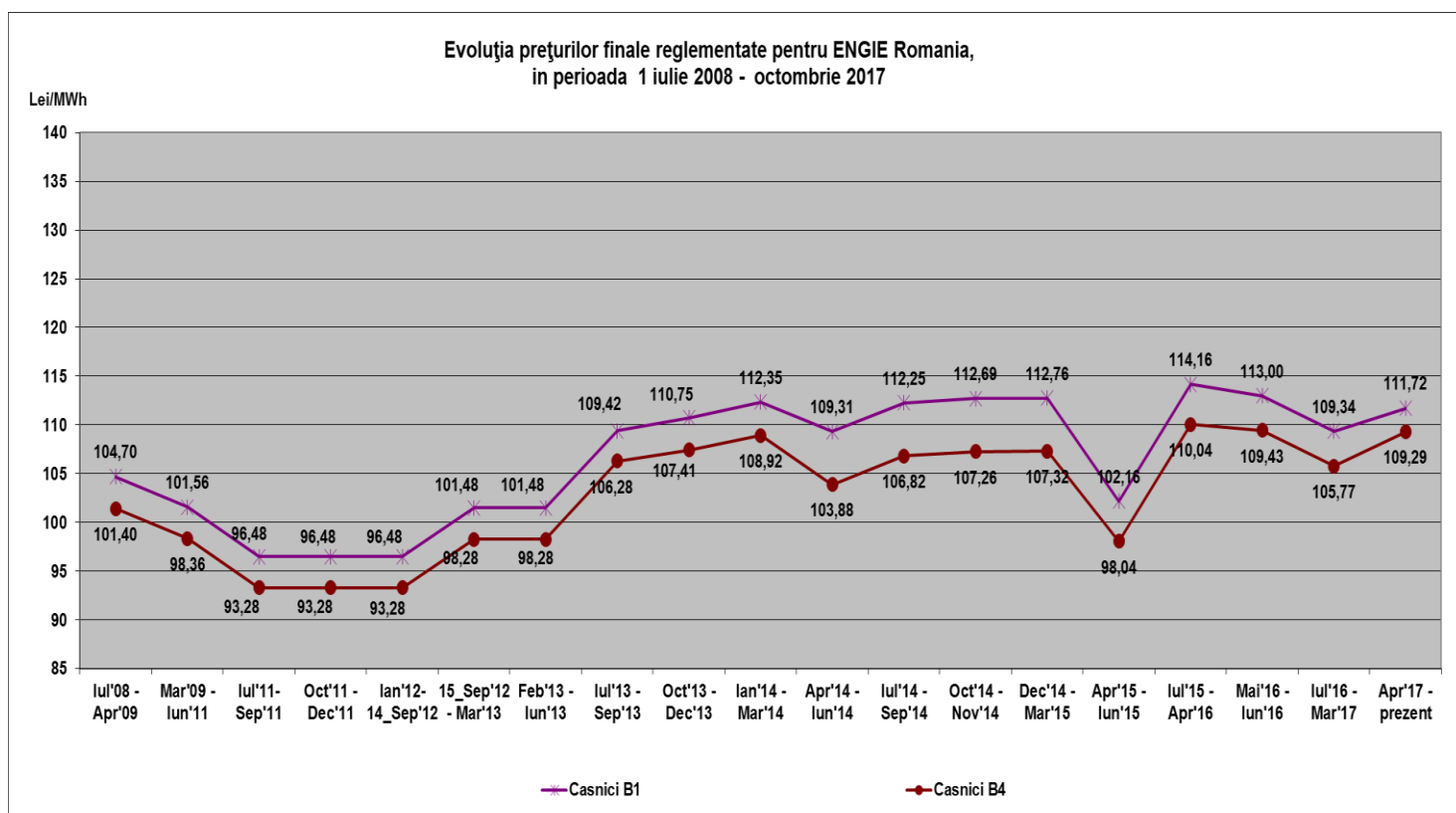
Pentru categoria de clienți B1, la nivelul anului 2017, pentru Societatea ENGIE ROMÂNIA S.A., prețurile reglementate au înregistrat o creștere de aproximativ 2%, comparativ cu decembrie 2016.

Prețurile reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea E.ON ENERGIE ROMÂNIA S.A. pentru clienții casnici:

Categoria de clienți	Lei/ MWh
A. Clienți finali conectați direct la sistemul de transport	
A.1 Consum anual până la 1.162,78 MWh	93,92
B. Clienți finali conectați în sistemul de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	127,13
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	125,98
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	125,46
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	125,03

Pentru categoria de clienți B1, la nivelul anului 2017, pentru Societatea E.ON ENERGIE ROMÂNIA S.A., prețurile reglementate au înregistrat o creștere de aproximativ 2,50%, comparativ cu decembrie 2016.

Graficele următoare reflectă evoluția în timp a prețurilor reglementate la gaze naturale, începând cu 1 iulie 2008 și până în prezent.



În anul 2017, prețurile pentru furnizarea reglementată a gazelor naturale la operatori economici din sectorul gazelor naturale, au fost aprobate prin Ordinele președintelui ANRE nr. 24, 40, 41, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 87, 88, 89, 90, 91.

3. Perspective și concluzii

3.1 Energie electrică

Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice care se vor aplica în primul semestru al anului 2018 sunt cele aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 48/2017, deoarece în conformitate cu prevederile *Metodologiei*, ANRE nu revizuieste aceste tarife începând cu data de 1 ianuarie 2018. Până la 1 iulie 2018, ANRE urmează să analizeze evoluția parametrilor care au stat la baza determinării acestor tarife și va ajusta tarifele, dacă va fi cazul. Veniturile liniarizate ale operatorului de transport și de sistem, prognozate pentru cea de-a treia perioadă de reglementare, conduc la o scădere cu cca. 1 % în termeni reali a tarifului mediu de transport al energiei electrice pentru perioada 1 iulie 2018 – 30 iunie 2019, față de perioada tarifară prezentă.

În perioada 15 octombrie – 15 noiembrie 2017, ANRE analizează propunerea de modificare a **tarifelor de distribuție a energiei electrice** transmise de operatorii de distribuție conform prevederilor *Metodologiei*, urmărind ca acestea să fie revizuite începând cu data de 1 ianuarie 2018. În prezent, se analizează modul în care au fost îndeplinite planurile de investiții asumate de operatori, țintele de pierderi proprii tehnologice, veniturile din energia electrică distribuită, din energia reactivă și din alte activități reglementate, precum și nivelul costurilor de operare și mentenanță necontrolabile.

Din estimările realizate până în prezent, rezultă ca fiind necesară o variație a tarifelor de distribuție diferită pentru cei opt distribuitori concesionari, între -1 % și +2 %. Creșterea menționată se datorează costurilor majorate cu achiziția de CPT, ca efect al creșterii prețurilor de tranzacționare a energiei electrice pe piața angro care s-a înregistrat începând cu luna ianuarie 2017.

În ceea ce privește **tariful pentru serviciul de sistem**, în conformitate cu prevederile art. 45 al Metodologiei aprobate prin Ordinul președintelui ANE nr. 45/2017, tarifele pentru serviciul de sistem și SFS se pot revizui la un interval de cel puțin 6 luni dacă se constată diferențe mai mari de 5 % între veniturile și costurile justificate ale OTS aferente serviciului în perioada analizată. ANRE apreciază va fi necesară aplicarea prevederii menționate **începând cu data de 1 ianuarie 2018**, respectiv că **tariful pentru serviciul de sistem – componenta pentru STS va trebui majorat cu cca. 20-30 %** din două motive, după cum urmează:

1. Costurile cu achiziția în regim concurențial a serviciilor tehnologice de sistem, care reprezintă costuri recunoscute în cadrul tarifului pentru STS, au înregistrat începând cu luna mai a anului 2017 o creștere continuă care se menține și în prezent și care este semnificativă în raport cu prognoza de costuri realizată de ANRE la stabilirea tarifului. Astfel, ANRE a prognozat prețul de achiziție al fiecărui tip de rezervă la nivelul mediu realizat în anul anterior (an tarifar care acoperă perioada 1 iulie – 30 iunie). Deoarece, după data realizării prognozei, aceste prețuri, stabilite pe piața de STS în mod concurențial, au crescut așa cum se prezintă în tabelul următor, costurile cu achiziția STS trebuie recunoscute și recuperate de CN Transelectrica SA prin tariful de sistem.

Evoluția prețurilor pe piața concurențială de servicii tehnologice de sistem, pe tipuri de rezerve													
Preț BRS (lei/hMW)													
Anul	Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie	Octombrie	Noiembrie	Decembrie	Medie
2016	52.73	68.62	77.16	66.13	46.32	35.43	31.30	29.67	41.39	41.70	36.28	35.36	47.07
2017	51.82	53.11	56.69	62.31	68.82	71.19	70.20	78.20	80.72	71.28			
Preț RTR (lei/hMW)													
Anul	Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie	Octombrie	Noiembrie	Decembrie	Medie
2016	34.85	37.09	38.89	34.03	36.06	36.75	30.77	29.99	32.42	29.30	26.18	26.79	29.22
2017	37.93	43.88	42.81	39.85	39.15	39.30	38.90	47.30	48.87	56.88			
Preț RIL (lei/hMW)													
Anul	Ianuarie	Februarie	Martie	Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie	Octombrie	Noiembrie	Decembrie	Medie
2016	-	-	6.02	17.24	14.04	8.99	8.99	7.42	5.20	4.99	13.24	8.45	9.43
2017	23.58	17.44	7.73	9.99	9.99	19.99	27.00	51.80	14.46	7.07			

2. În scopul asigurării siguranței în funcționare a SEN în vârful de consum de energie electrică din iarna 2017-2018, *Hotărârea Guvernului României nr. 760/2017 privind aprobarea programului de iarnă în domeniul energetic privind măsurile pentru realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii pentru perioada sezonului rece și volumul de apă din lacurile de acumulare, denumit Programul de iarnă în domeniul energetic pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță și stabilitate a Sistemului electroenergetic național în perioada 15 noiembrie 2017 – 15 martie 2018, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în*

funcționare a Sistemului electroenergetic național, prevede că operatorul de transport și de sistem va achiziționa în perioada 3 ianuarie – 15 martie 2018, în regim reglementat, cantități suplimentare de servicii tehnologice de sistem, după cum urmează:

- a. rezervă terțiară lentă, furnizată de grupurile energetice cu funcționare pe combustibil alternativ (păcură), aparținând societăților Veolia Prahova SRL, Electrocentrale București S.A. și Electrocentrale Galați S.A;
- b. bandă de reglaj secundar, rezervă terțiară rapidă și rezervă terțiară lentă, furnizată de grupuri aparținând societății Complexul Energetic Hunedoara S.A.

În concluzie, această suplimentare, la care se adaugă și evoluția în sens crescător a prețurilor pentru achiziția în regim concurențial a serviciilor tehnologice de sistem în acest an, conduce la majorarea certă a costurilor cu achiziția serviciilor tehnologice de sistem, ceea ce ar implica o creștere estimată a tarifului pentru serviciul de sistem, începând cu 1 ianuarie 2018, cu cca. 20-30 % până la sfârșitul primului semestru al anului 2018, având impact asupra prețului energiei electrice la clienții finali, de cca 1,5 %.

Din analizele realizate până în prezent asupra activității operatorului pieței de energie electrică, se constată menținerea ratei profitului brut realizat în marja de variație a ratei reglementate aprobate. ANRE monitorizează permanent volumele de energie electrică și de certificate verzi tranzacționate pe piețele centralizate administrate de operator, veniturile și costurile realizate de acesta. În funcție de evoluția acestor parametri, ANRE va revizui pentru anul 2018, în conformitate cu prevederile metodologice, **tariful reglementat practicat de operatorul pieței de energie electrică**, în scopul corectării profitului înregistrat. Se estimează păstrarea valorii componentelor de administrare la nivelul aprobat în vigoare, urmând ca valoarea componentelor de tranzacționare să fie corectată în funcție de evoluția până la sfârșitul anului 2017 a volumelor tranzacționate. Efectul variației valorii componentelor tarifului practicat de operatorul pieței de energie electrică este nesemnificativă asupra prețului energiei electrice plătit de clienții finali, dată fiind ponderea neglijabilă a acestuia în prețul energiei electrice la clientul final.

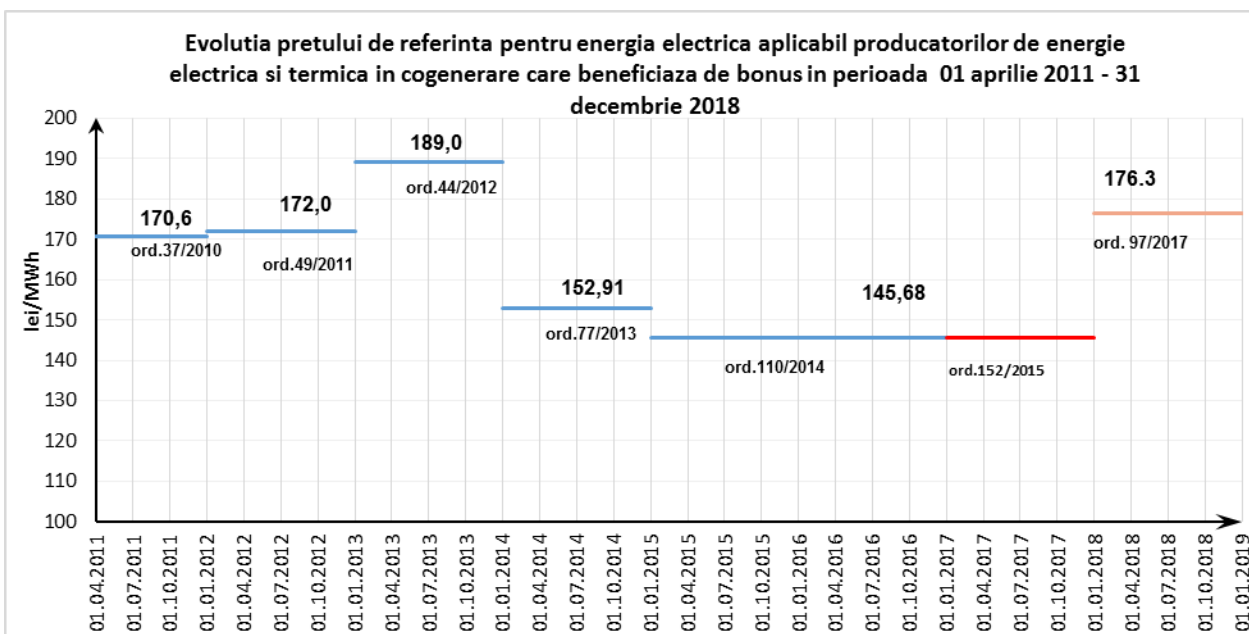
În ceea ce privește piața de energie electrică, ca urmare a finalizării calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, începând cu anul 2018 achiziția energiei electrice pentru toate categoriile de clienți finali se face 100 % din piața concurențială.

Cadrul de reglementare aplicabil în vederea avizării tarifelor CPC urmează a fi revizuit, coroborat cu implementarea mecanismului de selecție pe criterii concurențiale a operatorilor economici care prestează serviciile de FUI.

Referitor la producerea energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență de către producătorii care beneficiază de schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, pentru anul 2018, prin prevederile Ordinului președintelui ANRE nr. 97/2017 s-a stabilit *prețul de referință pentru energia electrică livrată din centrale de cogenerare care beneficiază de schema de sprijin pentru cogenerare*. Valoarea (exclusiv TVA) este prezentată în tabelul de mai jos, comparativ cu cel stabilit pentru anul 2017 prin Ordinul președintelui ANRE nr. 68/2016:

<i>Tip preț energie electrică</i>	<i>2017 lei/MWh</i>	<i>2018 lei/MWh</i>
Preț de referință	145,68	176,35

Evoluția prețului de referință pentru energia electrică aplicată producătorilor de energie electrică și termică în cogenerare care beneficiază de bonus în perioada 1 aprilie 2011 - 31 decembrie 2018 este prezentată în figura următoare. Având în vedere liberalizarea pieței de energie electrică începând cu anul 2018, prin Ordinul președintelui ANRE nr. 97/2017 s-a aprobat doar prețul de referință pentru energia electrică. Prețul de referință se va utiliza în analizele de ante-supracompensare și supracompensare a activității aferente anului 2018, conform prevederilor ”Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus” aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 84/2013, cu modificările și completările ulterioare.



Valorile *bonusului de referință* pentru energia electrică produsă în cogenerare de înaltă eficiență sunt stabilite pentru anul 2018 prin Ordinul președintelui ANRE nr. 97/2017. Valorile acestuia (fără TVA) pentru anul 2018, în funcție de tipul combustibilului majoritar utilizat în centrală, sunt prezentate în tabelul următor:

Tip combustibil	2018 Bonus de referință (lei/MWh)							
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8
Combustibil solid	168,12	161,23	154,34	147,46	140,57	133,68	126,79	119,90
Gaze naturale din rețeaua de transport PIF înainte de 2016	159,13	154,16	149,18	144,21	139,23	134,26	129,28	124,31
PIF după 2016	162,06	157,08	152,11	147,13	142,16	137,18	132,21	127,23
Gaze naturale din rețeaua de distribuție PIF înainte de 31.12.2016	168,09	163,50	158,91	154,31	149,72	145,13	140,54	135,95
PIF după 31.12.2016	171,44	166,85	162,26	157,66	153,07	148,48	143,89	139,30

Au fost aprobate bonusuri de referință pentru centrale puse în funcțiune înainte de 31 decembrie 2016 și după 31 decembrie 2016 ca urmare a prevederilor Regulamentului Delegat (UE) 2015/2402 al Comisiei de revizuire a valorilor de referință armonizate ale randamentului pentru producția separată de energie electrică și termică, în aplicarea Directivei 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului și de abrogare a Deciziei 2011/877/UE a Comisiei, regulament european de directă aplicabilitate, conform căroră eficiența producerii energiei

termice în capacități de producere separată, funcționând pe gaze naturale și care se pun în funcțiune după 31.12.2016 este de 92%.

Prețul de referință pentru energia termică produsă în cogenerare este stabilit, pentru anul 2018 prin Ordinul președintelui ANRE nr. 99/2017. Valorile prețului de referință pentru energia termică (fără TVA) pentru anul 2018, în funcție de tipul combustibilului majoritar utilizat în centrală și punerea în funcțiune înainte sau după 31.12.2016, sunt prezentate după cum urmează:

<i>Tip combustibil</i>	<i>2018 Preț energie termică (lei/MWh)</i>							
	An 1	An 2	An 3	An 4	An 5	An 6	An 7	An 8
Combustibil solid	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54	86,54
Gaze naturale din rețeaua de transport PIF înainte de 31.12.2016 PIF după 31.12.2016	140,03 137,52	140,03 137,52	140,03 137,52	140,03 137,52	140,03 137,52	140,03 137,52	140,03 137,52	140,03 137,52
Gaze naturale din rețeaua de distribuție PIF înainte de 31.12.2016 PIF după 31.12.2016	155,93 153,06	155,93 153,06	155,93 153,06	155,93 153,06	155,93 153,06	155,93 153,06	155,93 153,06	155,93 153,06

Prin aplicarea Ordinului președintelui ANRE nr. 84/2013 de aprobare a *Metodologiei de determinare și monitorizare a supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență care beneficiază de schema de sprijin de tip bonus cu completările ulterioare*, producătorii vor returna sumele corespunzătoare supracompensării activității de producere a energiei electrice și termice în cogenerare de înaltă eficiență aferente anului 2017. De asemenea, prin aplicarea analizei de ante-supracompensare, bonusurile acordate producătorilor pentru anul următor vor fi ajustate, după caz, corespunzător supracompensării prognozate pentru anul următor.

Pentru producătorii de energie electrică și termică în cogenerare, care nu accesează schema de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență, prețurile de referință și prețurile reglementate pentru energia termică livrată în SACET din unități de cogenerare care nu beneficiază de scheme de sprijin pentru promovarea cogenerării de înaltă eficiență este

stabilit, pentru anul 2018 prin prevederile președintelui Ordinului ANRE nr. 98/2017. Valorile prețului de referință pentru energia termică (fără TVA) pentru anul 2018, în funcție de tipul combustibilului majoritar utilizat în centrală, obligațiile de achiziționare de certificate de CO₂ și punerea în funcțiune înainte sau după 31.12.2016, sunt prezentate mai jos:

<i>Tip combustibil</i>	<i>2018</i>	
	<i>Preț de energie termică cu obligația achiziționării certificate de CO₂</i> <i>(lei/MWh)</i>	<i>Preț de energie termică care nu au obligația achiziționării certificate de CO₂</i> <i>(lei/MWh)</i>
combustibil solid	114,12	114,12
combustibil lemnos	158,51	158,51
biomasă agricolă	167,00	167,00
gaze naturale din rețeaua de transport populație	157,90 (PIF înainte de 31.12.2016)	157,90 (PIF înainte de 31.12.2016)
gaze naturale din rețeaua de transport noncasnici	155,33 (PIF după 31.12.2016)	155,33 (PIF după 31.12.2016)
gaze naturale din rețeaua de distribuție populație	175,98 (PIF înainte de 31.12.2016)	174,11 (PIF înainte de 31.12.2016)
gaze naturale din rețeaua de distribuție noncasnici	173,00 (PIF după 31.12.2016)	171,17 (PIF după 31.12.2016)

3.2 Gaze naturale

Pentru **activitatea de transport**, se are în vedere elaborarea unei noi metodologii în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) 460/2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor (TAR), corelat cu calendarul măsurilor de implementare prevăzute de, elaborat de European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG), și anume:

- cel târziu aprilie 2018 – aprobarea Acordului dintre OTS adiacenți privind modul de atribuire a primei de licitație rezultată din vânzarea capacității agregate (dacă este cazul);
- cel târziu 31 august 2018 – lansarea consultării finale și publicarea documentului de consultare privind metodologia de stabilire a prețurilor de referință, precum și transmiterea acestuia către Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER); efectuarea unei consultări cu Magyar Energetikai és Közmű-szabályozási Hivatal (MEKH Ungaria), State Energy and Water Regulatory Commission (SEWRC Bulgaria) etc. și părțile interesate relevante privind discount-urile, coeficienții de multiplicare și factorii sezonieri;
- între 31 octombrie și 30 noiembrie 2018 – derularea și finalizarea consultării finale și publicarea răspunsurilor primite în urma consultării;
- cel târziu 31 martie 2019 – adoptarea și publicarea unei decizii motivate cu privire la elementele din documentul de consultare publică, precum și adoptarea unei decizii motivate privind discounturile, coeficienții de multiplicare și factorii sezonieri, luând în considerare și pozițiile MEKH, SEWRC, etc;
- cel târziu 31 mai 2019 – aprobarea metodologiei de stabilire a prețurilor de referință, precum și aprobarea și publicarea tarifelor în Monitorul Oficial;

Pentru **activitatea de furnizare reglementată**, în tabelul de mai jos este prezentată structura prețurilor în vigoare pentru categoria de clienți B1, ai operatorilor E.ON ENERGIE ROMÂNIA - S.A. și ENGIE ROMÂNIA - S.A., aceștia reprezentând peste 90% din piața reglementată.

Perioada Apr - Oct 2017	Preț reglementat pentru categoria de clienți B1 pentru E.ON ENERGIE ROMANIA		Preț reglementat pentru categoria de clienți B1 pentru ENGIE ROMANIA	
	lei/MWh	%	lei/MWh	%
Preț reglementat	127,13	100%	111,72	100%
CUG fără transport	70,46	55,40%	70,46	63,10%
Cost transport	11,02	8,70%	11,02	9,90%
Diferențe CUG	5,58	4,40%	-3,12	-2,80%
Tarif distribuție	33,21	26,10%	28,24	25,30%
Venit unitar furnizare	6,86	5,40%	5,12	4,60%

Ordinul președintelui ANRE nr. 182/2015 a fost modificat prin **Ordinul președintelui ANRE nr. 102/2017** privind modificarea Metodologiei pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată, desfășurată într-un an de reglementare, și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, începând cu anul 2016, ce urmează a fi publicat în Monitorul Oficial.

Conform modificărilor aduse Metodologiei prin Ordinul președintelui ANRE nr. 102/2017, respectiv:

- ✓ modificarea prevederii privind modul de estimare a sumei fixe unitare, în sensul clarificării perioadei luate în considerare ca referință pentru datele și informațiile utilizate, respectiv perioada anterioară similară;
- ✓ modificarea prevederii privind modul de estimare a sumei fixe unitare, în sensul clarificării modului de estimare a costurilor aferente prestării serviciilor de înmagazinare subterană, respectiv pe baza tarifelor aprobate de către ANRE pentru ciclul de înmagazinare următor sau a tarifelor în vigoare la data evaluării sumei fixe unitare, costuri ponderate cu capacitatea tehnică declarată a depozitelor;
- ✓ modificarea prevederii referitoare la suma fixă unitară, în sensul precizării perioadei pentru care se estimează de către ANRE, în cadrul perioadei pentru care s-a stabilit inițial, respectiv pentru intervalul de timp rămas până la terminarea perioadei, în situația îndeplinirii cumulative a trei condiții,

și având în vedere faptul că prețurile de achiziție a gazelor naturale pe piața centralizată, existente în baza de date a ANRE la data de 21 septembrie 2017, informații existente și în documentul *"Istoric preturi active GN 2017 SITE.xlsx"* publicat pe site-ul BRM (<http://www.brm.ro/preturi-active>) la secțiunea Gaze Naturale, **se situează între 70,00 lei/MWh și 78,00 lei/MWh pentru perioada noiembrie 2017 – martie 2018**, față de valoarea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă inclusă în prețurile în vigoare de 64,67 lei/MWh,

ANRE urmează să desfășoare o nouă analiză de piață cu privire la considerentele care stau la baza evaluării CUG pentru perioada rămasă până la terminarea perioadei pentru care s-a stabilit inițial evaluarea.

Referitor la evoluția prețurilor de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat, ținând cont de evoluția prețului producției interne pe piața centralizată, precum și de modalitatea de recunoaștere a costului de achiziție a gazelor naturale în prețurile finale către clienții casnici reglementați, conform prevederilor metodologiei specifice, coroborat cu structura prețurilor în vigoare, la următoarea ajustare, acestea vor înregistra o evoluție ascendentă față de prețul în vigoare la această dată.