



# RAPORT NAȚIONAL 2017

**31 iulie 2018**

## CUPRINS

1.Realizări importante privind piețele de energie electrică și gaze naturale.....	4
1.1. Piața energiei electrice .....	4
1.2. Piața gazelor naturale.....	8
1.3. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale ....	10
2. Piața energiei electrice .....	11
2.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea.....	11
2.2. Promovarea concurenței.....	79
2.3. Securitatea alimentării cu energie.....	128
3. Piața gazelor naturale .....	139
3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea .....	139
3.2. Promovarea concurenței.....	187
3.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale.....	204
4. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale .....	205
4.1. Protecția consumatorilor .....	205
4.2. Rezolvarea disputelor.....	211

**Abrevieri**

ATC – capacitatea disponibilă de transport

BRM - Bursa Română de Mărfuri

CPC – Componentă Piață Concurențială

ENTSO - E – Rețeaua europeană a operatorilor de transport și sistem din domeniul energiei electrice

ENTSO-G - Rețeaua europeană a operatorilor sistemului de transport din domeniul gazelor

FUI – furnizor de ultimă instanță

HHI – indicele Herfindahl-Hirschman

IT – înaltă tensiune

JT – joasă tensiune

MT - medie tensiune

OTS – operatorul de transport și de sistem

OD – operator de distribuție

PC-OTC – piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere dublă continuă

PCCB – piața centralizată a contractelor bilaterale

PCCB-NC – piața centralizată a contractelor bilaterale cu negociere continuă

PCR - cuplare prin preț a regiunilor

PE - piața de echilibrare

PI – piață în cursul zilei

PZU - piața pentru ziua următoare

SEN – sistemul electroenergetic național

SNT - sistemul național de transport al gazelor naturale

## 1. Realizări importante privind piețele de energie electrică și gaze naturale

Acest document constituie raportul național realizat de Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei - ANRE pentru instituțiile similare din statele membre, membre ale Consiliului Reglementatorilor Europeni în domeniul Energiei - CEER, Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare în domeniul Energiei - ACER și Comisia Europeană în vederea îndeplinirii obligațiilor de raportare cuprinse în prevederile art. 37, alin. (1), lit.e) din Directiva 2009/72/CE și art. 41, alin. (1), lit. e) din Directiva 2009/73/CE. De asemenea raportul răspunde cerințelor de raportare solicitate de art.9, par. (1), lit. ș), par. (4), (5), (6) și (7) din Legea nr. 160/2012 pentru aprobarea OUG nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE. Raportul conține informații referitoare la evoluția piețelor de energie electrică și de gaze naturale pentru perioada 1 ianuarie 2017 - 31 decembrie 2017, în conformitate cu cerințele ACER-CEER.

### 1.1. Piața energiei electrice

Evoluțiile semnificative pe piața energiei electrice în perioada analizată au constat în:

- Din datele colectate lunar de la un număr de 125 producători deținători de unități dispecerizabile pentru energie electrică din sursă hidro, nuclear, termo, eolian, fotovoltaic și biomasă (cel puțin a unui grup dispecerizabil), atât titulari de licență cu capital de stat, cât și aparținând sectorului privat, a rezultat că în anul 2017 **a fost produsă o cantitate de energie electrică de 61.324 GWh, față de 61.797 GWh înregistrată în anul 2016**. Un raport similar se menține și în cazul **cantității de energie electrică livrată în rețele** (inclusiv consumul propriu și energia vândută direct la barele centralelor), care în anul 2017 a fost de **57.484 GWh**, cu cca. 445 GWh mai mică față de cea din anul precedent.
- Referitor la mixul de resurse, s-au înregistrat creșteri semnificative ale producției de energie electrică din surse eoliene, cărbune și combustibil nuclear, compensând astfel scăderea semnificativă a producției hidroelectrice datorată unei hidraulicități scăzute, comparativ cu anul 2016 considerat un an normal, anul 2017 fiind clasificat ca un an secetos.
- Pe ansamblu, anul 2017 s-a caracterizat prin **creșterea cu peste 3% a consumului intern de energie electrică față de cel din 2016**, calculat pe baza energiei livrate în rețele de producătorii cu putere instalată mai mare de 5 MW și a soldului import-export. **Soldul schimburilor comerciale cu alte sisteme electroenergetice a fost exportator, dar a reprezentat o cantitate mai mică decât în 2016.**
- Energia intrată în conturul RET în anul 2017 a crescut cu 1,66 % în raport cu anul precedent. **Consumul propriu tehnologic aferent RET a scăzut cu 4,68 % în raport cu anul precedent.** Factorii care au contribuit la reducerea pierderilor au fost distribuția favorabilă a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune din nord-vestul țării și reducerea pierderilor corona pe liniile electrice, pe fondul condițiilor meteorologice favorabile.
- La nivelul anului 2017 se constată **menținerea trendului de degradare a indicatorilor ENS și AIT de continuitate a serviciului, din categoria întreruperilor cauzate de OTS**. Degradarea indicatorilor ENS și AIT față de anii anteriori este explicată de OTS prin apariția unor condiții meteorologice extreme care au crescut în intensitate de la an la an, în timp ce echipamentele sunt în stare avansată de uzură, ca urmare a duratei de funcționare îndelungate, în special în cazul LEA. Măsurile luate în urma acestor evenimente de către OTS au fost înlocuirea echipamentelor afectate și reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările

climatică. ANRE a aplicat amenzi contravenționale pentru nerealizarea programelor de mentenanță și investiții.

- În cazul rețelelor de distribuție, la nivel agregat pe țară, **SAIDI întreruperi planificate** înregistrează în anul 2017 o creștere a valorii medii la 193,1 min/an față de valoare de 183,5 min/an în anul 2016. Tot la nivel agregat pe țară, **SAIDI întreruperi neplanificate** înregistrează în anul 2017 o scădere nesemnificativă la valoarea de 283,92 min/an față de 289,9 min/an în 2016. Ambele valori rămân însă peste intervalul în care se încadrează indicatorii înregistrați în țările membre UE.
- **Duratele medii ale procesului de racordare** la JT și MT au avut valori mai reduse în 2017 comparativ cu 2016 astfel: 83 zile față de 87 zile, respectiv 234 zile față de 255 zile.
- **Accesul producătorilor în schema de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile** de energie bazată pe certificate verzi, a avut ca dată limită data de 31 decembrie 2016<sup>1</sup>. Numărul producătorilor de energie din surse regenerabile acreditați la sfârșitul anului 2017 a fost de 774 (dintre care 67 utilizează energie eoliană, 103 utilizează energie hidroelectrică în centrale electrice cu putere instalată de cel mult 10 MW, 576 utilizează energie solară și 28 utilizează biomasă, inclusiv gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate). La sfârșitul anului 2017 capacitatea instalată acreditată în unitățile de producție a E-SRE a fost de 4787 MW, în scădere față de anul 2016, cu capacitățile electrice pentru care perioada de acreditare a expirat.
- Începând cu 1 iulie 2017, **tariful mediu de transport** a scăzut cu 9,8 % față de tariful aprobat pentru anul anterior (1 iulie 2016 – 30 iunie 2017).
- **Tarifele medii pentru serviciul de distribuție** a energiei electrice, au scăzut înregistrând o variație de - 0,31 % la înaltă tensiune, - 1,98 % la medie tensiune și - 0,97 % la joasă tensiune, relevant pentru clienții casnici. 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 impunerii prin metodologie a unor condiții mai stricte pentru recunoașterea costurilor (întărirea verificărilor, solicitarea de date și documente justificative suplimentare etc).
- La nivelul anului 2017, cea mai mare valoare a gradului de utilizare la export, calculat ca medie aritmetică a valorilor lunare, s-a înregistrat pe granița cu Serbia (cca. 77%), urmat de exportul către Ungaria (54%), în timp ce la import, cea mai utilizată graniță a fost cea cu Bulgaria (35%) și respectiv Ungaria (aproximativ 29%). Pe relația export Serbia, valorile gradului de utilizare au fost mari lună de lună, ajungând la un maxim în luna martie, când peste 95% din capacitate a fost utilizată. Luna cu gradul cel mai ridicat de utilizare pe relația export Ungaria a fost august (64% din capacitatea totală alocată).
- În conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 347/2013 au fost identificate proiectele numite de interes comun aflate pe lista Uniunii pe care România urmează să le realizeze, care conduc la nivelul de interconectare solicitat de Comisia Europeană în *Comunicarea privind realizarea obiectivului de interconectare electrică de 10%; pregătirea rețelei de energie electrică a Europei pentru 2020*.

<sup>1</sup> în condițiile art. 2554 din Noul Cod Civil și ale Regulamentului (CE, Euratom) nr. 1182/71 al Consiliului din 3 iunie 1971, privind stabilirea regulilor care se aplică termenelor, datelor și expirării termenelor

- În prezent, capacitatea de interconexiune prezentată în Raportul de țară al României, are valoarea de 7% rezultată din împărțirea valorii NTC de import 1,4 GW la valoarea capacității nete de generare (NGC – Net Generation Capacity) de 20,23 GW, valori considerate pentru ziua de 11 ianuarie 2017, la ora 19:00 CET. Prin realizarea interconexiunii cu Serbia în anul 2018, nivelul de interconectare al României ar crește de la nivelul actual de 7 % la peste 9 %, fiind așadar mai aproape de obiectivul de 10 %. În ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15 % pentru anul 2030, se intenționează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și respectiv prin realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027.
- Volumul tranzacțiilor cu energie electrică** derulate pe piața angro în anul 2017 se prezintă astfel:

Componentele pieței angro	2013 (GWh)	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	Evoluție față de anul 2016 - % -	Pondere din consum intern 2017 - % -
Piața contractelor reglementate	16755	9058	6413	4152	1741	▼58,1	3,2
Piața contractelor negociate direct	15386	4611	1509	1283	616	▼52,0	1,1
Piața contractelor pe alte platforme (brokeraj)*	5466	-	-	-	-	-	-
Piețe centralizate de contracte bilaterale, din care:	18779	37284	56717	65337	59829	▼8,4	109,6
PCCB-LE**	N/A	34319	31407	21729	22821	▲5,0	41,8
PCCB-NC**	N/A	1621	7915	12718	11474	▼9,8	21,0
PC-OTC	-	1344	17394	30890	25534	▼17,3	46,8
Piața centralizată pentru serviciul universal	-	-	4592	8046	5601	▼30,4	10,3
Piața pentru Ziua Următoare	16346	21496	22496	25810	24716	▼4,2	45,3
Piața Intrazilnică	14	64	76	131	152	▲16,0	0,3
Piața de Echilibrare	4168	4169	4861	4001	4497	▲12,4	8,2
Export***	2466	8200	10504	8587	6548	▼23,7	12,0

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE

\*După intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, și introducerea obligativității tranzacționării în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu, volumul tranzacțiilor derulate pe contracte încheiate pe platforme de brokeraj, altele decât cele administrate de OPCOM SA s-a diminuat treptat

\*\*Pentru anul 2013, datele privind volumele tranzacționate pentru cele două modalități de tranzacționare existente la acea dată (PCCB și PCCB-NC) sunt disponibile doar cumulat

\*\*\*Cantitatea aferentă contractelor de export, în anul 2017, a rezultat din raportările participanților la PAN și include atât cantitățile exportate de furnizori, cât și cele exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica, în calitate sa de agent de transfer pentru PZU cuplat; volumele de export au fost verificate cu notificările din platforma DAMAS, în unele cazuri existând mici diferențe

- În anul 2017, **predominantă a fost tranzacționarea pe piețele centralizate de contracte bilaterale de energie electrică organizate la nivelul OPCOM SA (PC-OTC, PCCB-LE și PCCB-NC)**, care asigură în special tranzacțiile pe contracte încheiate pe termen mediu sau lung, **urmate de PZU în cazul tranzacțiilor pe termen scurt**. În contextul legislativ impus de Lege, tranzacțiile realizate pe platforme de brokeraj au fost practic sistate în 2014, participanții îndreptându-se către piața centralizată cu negociere dublă continuă de la nivelul OPCOM SA, cu instrumente de tranzacționare variate. În același

timp, **volumul energiei electrice tranzacționate pe contracte bilateral negociate a fost în continuă scădere**, atingând în 2017 cea mai mică pondere raportată la consumul intern (cca. 1,1%), fiind vorba de cantități aflate în derulare pe contracte încheiate de producători și furnizori concurențiali, anterior intrării în vigoare a Legii.

- De asemenea, din comparația cu anul 2016, se remarcă **diminuarea în continuare a cantității de energie electrică vândute pe contracte reglementate**; aceasta este o consecință a creșterii gradului de dereglementare stabilit prin Memorandum-ul de Înțelegere aprobat de Guvernul României în martie 2012, în conformitate cu obligațiile asumate în relația cu FMI, Banca Mondială și Comisia Europeană privind aprobarea calendarului de eliminare treptată a tarifelor reglementate de energie electrică la consumatorii finali care nu uzează de dreptul de eligibilitate.
- Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2017, față de anul precedent, relevă **creșterea prețurilor medii anuale pe toate componentele pieței angro cu excepția celei reglementate**, în condițiile creșterii consumului intern, a situației regionale caracterizată de condiții meteorologice similare celor din România, a condițiilor de piață înregistrate în anul 2017: diminuarea resursei hidro, indisponibilități programate sau accidentale ale unor unități dispecerizabile importante, creșterea cantităților oferite la cumpărare și a disponibilității participanților de a achiziționa energie la prețuri mari și foarte mari pe PZU, suspendarea licitațiilor pe PCSU pentru trimestrul III din cauza lipsei ofertei de vânzare înregistrată în luna iunie. Toate acestea au condus la înregistrarea unui deficit de energie pe termen lung pe piață, rezultând o lipsă acută de ofertă pe PZU, corelată cu o creștere a necesarului de energie de acoperit pe PE.
- Pe parcursul anului 2017, pe **pieța cu amănuntul** au activat **105 titulari de licență pentru activitatea de furnizare a energiei electrice**, dintre care 5 sunt furnizori desemnați de ANRE drept furnizori de ultimă instanță și 25 dețin și licență pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice.
- La nivelul întregului an, dintr-un **consum final de cca. 48,4 TWh** (cu 3% mai mare față de anul anterior), 35,8 TWh reprezintă cantitatea de energie electrică furnizată clienților finali noncasnici (74% din total), în timp ce clienții casnici au înregistrat un consum anual de 12,6 TWh (26%). Același raport (74% / 26%) se înregistrează între consumul destinat clienților alimentați în regim concurențial față de cel pentru cei alimentați reglementat (gradul real de deschidere a pieței cu amănuntul), cu 3 puncte procentuale mai mare decât cel din anul 2016.
- În anul 2017, rata de schimbare a furnizorului pentru consumatorii non-casnici (în funcție de energia furnizată) a fost de 4,08%. În cazul consumatorilor casnici, rata de schimbare a furnizorului pe puncte de măsură a fost de 0,84%, iar rata de renegociere a contractelor cu același furnizor a fost de 1,31%. Pe total piață cu amănuntul, rata de schimbare a furnizorului pe puncte de măsură a fost de 1,06%.
- 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 parcurse ultimele doua etape de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții FUI fiind în cazul clienților non-casnici de 100 % și în cazul clienților casnici de 80% pentru perioada 01.01.2017 - 30.06.2017, respectiv 90% pentru perioada 01.07.2017 - 31.12.2017. Începând cu 01.01.2018, procentul de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții FUI în cazul clienților casnici va fi de 100%.



- La sfârșitul anului 2017, dețineau **cod ACER** emis de ANRE un număr de **666 de participanți pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale și 3 entități de tip RRM** (Mecanisme de Raportare Înregistrate/Registered Reporting Mechanisms), OPCOM SA, Bursa Română de Mărfuri și Transgaz, terțe părți autorizate de ACER pentru raportarea de date de tranzacționare și date fundamentale în conformitate cu Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014.
- În cursul anului analizat, ANRE a primit **3 notificări privind suspiciuni de încălcare a prevederilor art. 3 și/sau 5 din REMIT**, în conformitate cu prevederile art. 15 din REMIT, referitoare la tranzacții realizate pe piața angro de energie electrică. Cazurile notificate se află în diferite stadii de analiză, de la analiza preliminară până la direcționarea acestora către compartimentul de investigații, în conformitate cu regulamentul elaborat potrivit legislației primare și procedura operațională de gestionare a notificărilor de încălcări ale art. 3 și art. 5 din REMIT. Totodată, în anumite cazuri, ANRE colaborează cu alte instituții și autorități naționale, direcționând către acestea rezultatele analizelor preliminare.

## 1.2. Piața gazelor naturale

Evoluțiile semnificative pe piața gazelor naturale au constat în:

- **Consumul anual de gaze naturale** și-a continuat tendița de creștere, manifestată în anul 2016, atingând nivelul de aproximativ **12,26 miliarde mc**, cu o creștere de aproximativ 5% în 2017 față de 2016.
- **Producția internă de gaze naturale** în anul 2017, producția curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat aproximativ **89,44%** din totalul surselor, **importul** curent și extras din înmagazinare reprezentând **10,56%**. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună aproximativ 94,91% din această sursă. Cantitățile exportate în cursul anului 2017 au reprezentat 0,24% din cantitățile extrase din perimetrele de producție.
- Transportul gazelor naturale este asigurat prin conductele magistrale, în lungime totală de peste 13.350 km, iar cei 37 de operatori de distribuție a gazelor naturale titulari ai licenței acordate de ANRE, dețin în total la data de 31.12.2017 conducte de distribuție a gazelor naturale și racorduri aferente acestora în lungime totală de 49.444 km, din care doar 7,3 % are o vechime mai mare de 30 de ani.
- Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale (PDSNT) pentru perioada 2017-2026, a fost aprobat prin **Decizia ANRE nr. 910/22.06.2017**, iar proiectele strategice propuse de OTS pentru dezvoltarea SNT, în perioada 2017-2026, au avut în vedere: asigurarea unui grad adecvat de interconectare cu sistemele țărilor vecine, crearea unor rute de transport gaze naturale la nivel regional pentru a asigura transportul gazelor naturale provenite din cele două noi surse de aprovizionare, crearea infrastructurii și a capacității necesare preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele off-shore din Marea Neagră în scopul valorificării acestora pe piața românească și pe alte piețe din regiune, extinderea infrastructurii de transport gaze naturale pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a unor zone deficitare, crearea pieței unice integrate la nivelul Uniunii Europene.
- Valoarea estimată a investițiilor programate a fi realizate în anul 2018 în rețeaua de transport este de 687 milioane lei, în creștere cu 36 % față de valoarea programului de investiții pentru anul 2017, care a fost de 505 milioane lei. Din această valoare, 617 milioane lei reprezintă valoarea programată pentru lucrările de modernizare și dezvoltare ale SNT, în creștere cu 155 milioane lei.



- Pentru anul 2018 este prevăzut a fi realizate conducte noi de distribuție a gazelor naturale, precum și a fi înlocuite conducte și racorduri, atât din oțel cât și din polietilenă, în lungime totală reprezentând 2,3% din lungimea conductelor de distribuție și a racordurilor aflate în operare la data de 31.12.2017. Conductele noi reprezintă 1% din lungimea conductelor și a racordurilor aflate în operare la sfârșitul anului 2017.
- În anul 2017 a fost înregistrată la toți operatorii de distribuție o **creștere a volumului de cereri de racordare**, motiv pentru care durata de timp medie necesară realizării unui bransament a crescut cu peste 40 % față de anul 2016 și cu 60 % față de media înregistrată în anii 2015-2016, medie ce a stat și la baza estimării volumelor de lucrări previzionate a fi contractate cu operatorii economici care execută lucrările. Acest volum de lucrări crescut, generat în principal de fenomenul dezvoltării imobiliare, dar și de orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali, a avut un impact puternic asupra capacității operatorilor economici autorizați de a respecta termenele contractuale.
- În anul 2017, **cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate** au însumat un volum total de **63,6 TWh**, cu 75% mai mult decât în anul 2016, din care 62,3 TWh pentru piața angro și 1,3 TWh pentru piața en-detail.
- La nivelul lunii decembrie 2017, pe **pieța cu amănuntul de gaze naturale** au activat **85 de furnizori**, din care: 38 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul reglementată de gaze naturale și 85 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul concurențială de gaze naturale.
- Numărul total de clienți finali de gaze naturale la nivelul lunii decembrie 2017 a fost de aproximativ 3.714.699, din care 194.426 clienți noncasnici (cca. 5,23%) și 3.520.273 clienți casnici (cca. 94,77%). Numărul total de clienți reglementați în decembrie 2017, a fost de **3.429.233**, aceștia reprezentând doar clienți casnici. **Numărul total de clienți alimentați în regim concurențial la nivelul lunii decembrie 2017** a fost de **265.466**.
- În anul 2017, se remarcă o **creștere cu aproximativ 10% a gradului real de deschidere a pieței de gaze naturale** comparativ cu anul 2016, care a ajuns la aproximativ 72% din consumul total al clienților finali.
- **Consumul total de gaze naturale înregistrat în 2017** a fost de aproximativ **130 TWh**, înregistrând o creștere de aproximativ 5% față de anul 2016, tendință continuată din anul 2016 față de anul 2015. În cadrul consumului total al sectorului gazelor naturale, o parte este reprezentată de consumuri specifice activităților din sector sau consumuri ale operatorilor în legătură cu procesele tehnologice specifice: consum tehnologic, consum energetic și abaterile datorate instrumentelor de măsură. Exceptând aceste consumuri din cel total, în anul 2017 consumul livrat de furnizori către clienții finali a fost de aproximativ 120,3 TWh, din care aprox. **86,1 TWh** (71,53%) a reprezentat **consumul noncasnic**, iar **34,2 TWh** a reprezentat **consumul casnic** (28,47%).
- **Procentul de ajustare a prețurilor reglementate pentru clienții casnici, începând cu 1 aprilie 2017**, calculate ca medie în funcție de ponderea de piață a fiecărui operator economic care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale pe piața reglementată, **a fost de 2,41%**.

- La inițiativa ANRE și SNTGN TRANSGAZ SA, a fost constituit un grup de lucru cu participarea ACER, ENTSO-G, ANRE, SNTGN TRANSGAZ SA și DG ENERGY, grup de lucru constituit în vederea **implementării regulilor de piață armonizate la nivelul UE în ceea ce privește regimul de intrare-ieșire în/din SNT al gazelor naturale, bazat pe tranzacții într-un singur punct virtual central (PVT)** și transpunerea acestora în cadrul Codului rețelei pentru SNT. Într-un prim pas, grupul de lucru a evaluat gradul de implementare a reglementărilor europene pe baza căruia a întocmit un document concept care prezintă principiile ce stau la baza sistemului entry/exit cu un punct virtual de tranzacționare central, sistem ce urmează a fi implementat pe piața gazelor naturale din România.
- În perspectiva **alocării de capacitate incrementală la punctul de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din România cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria** de la Csanádpalota a fost elaborat *Manualul procedurii de sezon deschis angajant ce urmează a fi derulat în comun de către Societatea Națională de Transport Gaze Naturale „Transgaz” – S.A. Mediaș și „Földgázzsállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ ZRT.*

### 1.3. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale

- **Începând cu data de 01.01.2018, ca urmare a finalizării calendarului de dereglementare, nu vor mai exista tarife reglementate aprobate de ANRE**, prețul componentei energie în structura prețului final fiind stabilită în funcție de evoluțiile prețurilor din piața.
- În anul 2017, ANRE a dezvoltat două instrumente prin care clienții finali pot compara ofertele/ofertele-tip de furnizare energie electrică, respectiv gaze naturale ale furnizorilor din România. Aplicațiile pot fi accesate în cadrul site-ului ANRE, folosind link-ul <http://www.anre.ro/ro/info-consumatori/comparator-de-tarife>, respectiv <http://www.anre.ro/ro/info-consumatori/comparator-oferte-tip-de-furnizare-a-gn>. **Comparatoarele** au fost dezvoltate pentru a pune la dispoziția utilizatorilor un instrument independent, echidistant și noncomercial care să permită compararea prețurilor de furnizare. În perioada 1 iunie - 31 decembrie 2017, comparatorul pentru energie electrică a fost accesat de un număr de **81928 utilizatori**, iar cel pentru gaze naturale de **21345 utilizatori**.
- **Numărul total de consumatori care au fost integrați în sisteme de măsurare inteligentă** în perioada 2015-2017 este de 443.000, ceea ce reprezintă 4,8 % din numărul total de 9,24 milioane de consumatori alimentați la nivelul de joasă tensiune (procent care variază de la operator la operator între 0 și 12 %). Costul investițional aferent acestor lucrări este de cca. 164,8 milioane lei, iar costul unitar rezultat este de 372 lei. Se constată o variație mare a costurilor unitare între proiectele operatorilor din cauza soluției tehnice alese și, după identificarea soluției optime, există posibilitatea reducerii costului unitar al investiției.
- În urma acțiunilor de control efectuate, în anul 2017, au fost întocmite **710 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**, fiind aplicate pentru neregulile constatate un număr de **993 sancțiuni contravenționale**, repartizate astfel: 518 în domeniul energiei electrice, 439 în domeniul gazelor naturale, 36 în domeniul eficienței energetice.
- Prin procesele – verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, au fost aplicate **amenzi în cuantum total de 22.709.359,35 lei**.

## 2. Piața energiei electrice

### 2.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

#### 2.1.1. Separarea activităților

Referitor la certificarea Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A. ca operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național, conform modelului de separare a proprietății, în anul 2017 ANRE a continuat monitorizarea respectării condițiilor de certificare, cu ocazia modificărilor survenite în componența conducerii companiei (membrilor directoratului și consiliului de supraveghere). La fiecare modificare notificată de operator, ANRE a verificat menținerea condițiilor de separare, constatând că sunt îndeplinite cerințele legale în materie.

CNTEE Transelectrica SA administrează și operează sistemul electric de transport și asigură schimburile de energie electrică între țările Europei Centrale și de Răsărit, ca membru al ENTSO-E (Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică). Lungimea rețelelor electrice aeriene exploatate de Transelectrica SA este de aprox. 8834,4 km.

**Structura de proprietate a CNTEE Transelectrica SA la data de 31.12.2017** era următoarea: 58,7 % – statul român, 33,9% - acționari persoane juridice, 7,4% - acționari persoane fizice. La data de 31.12.2017, poziția *acționari persoane juridice* include și deținerea de către DEDEMAN SRL de 5,72% din acțiuni (la 31.12.2016 deținerea era de sub 5%). Compania este listată la Bursa de Valori București din luna august 2006.

În anul 2017, în România și-au desfășurat activitatea un număr de **51 de operatori de distribuție a energiei electrice licențiați**, din care 8 deservește peste 100.000 clienți fiecare. Toate cele 8 societăți au încheiat procesul de separare legală a activității de distribuție de cea de furnizare a energiei electrice. Operatorii de distribuție a energiei electrice cu mai puțin de 100.000 clienți nu au obligația separării activității de distribuție de celelalte activități ale societății în conformitate cu prevederile Directivei 72/2009/CE privind regulile comune pentru piața comună de energie electrică.

ANRE a monitorizat aplicarea, de către operatorii de distribuție concesionari, a prevederilor Ordinului nr. 5/2015 pentru aprobarea *Regulamentului privind monitorizarea de către ANRE a programelor de conformitate stabilite de operatorii de distribuție a energiei electrice*.

Analizând rapoartele agenților de conformitate aferente anului 2017, care, potrivit regulamentului mai sus-menționat au fost primite de la cei 8 operatori de distribuție concesionari la finele anului 2017, ANRE a apreciat că măsurile cuprinse în programele de conformitate sunt în concordanță cu obiectivele de separare stabilite prin lege și cu procedura ANRE.

Pentru a accentua procesul de separare și de evitare a oricăror confuzii cu societățile înrudite de furnizare, ANRE a considerat necesară adoptarea de către operatorii de distribuție a unui program detaliat de implementare a măsurilor de *rebranding* în cadrul *programului de conformitate*. Astfel, demararea acestui program a avut loc în cursul anului 2016 și se preconizează finalizarea sa în trim. IV al anului 2018.

S-a constatat că toți cei opt operatori de distribuție și-au asumat calendarul de implementare a măsurilor de *rebranding* și au întreprins acțiunile cuprinse în program conform termenelor asumate, și anume:

- 1 Actualizarea programului de conformitate, transmiterea acestuia la ANRE și publicarea pe pagina de internet a operatorului de distribuție
- 2 Adoptare denumire, siglă, logo, emblemă. Înregistrare la Registrul Comerțului, modificare ștampile
- 3 Demarare campanie informare clienți, inclusiv sub aspect contractual
- 4 Inscripționare sedii la care au acces clienții: sediul social, sucursale, centre de relații cu clienții, puncte informare
- 5 Legitimații, ecusoane, vestimentație lucrători, care asigură interfața cu utilizatorii în cadrul sediului social, centrelor de relații cu clienții, punctelor informare
- 6 Modificare conținut pagina internet (web-site) și adrese e-mail oferite pentru contact utilizatorilor
- 7 Modificare siglă/logo/denumire în programe informatice cu care vin în contact direct utilizatorii
- 8 Modificare antete documente: avize, contracte, certificate, facturi, corespondența cu clienții (care se tipărească odată cu conținutul)
- 9 Modificare licențe
- 10 Legitimații, ecusoane, vestimentație lucrători care nu asigură interfața cu utilizatorii
- 11 Modificare antete documente pre-tiparite: facturieri, formulare, pliante, papetărie etc.
- 12 Inscripționare sedii la care au acces utilizatorii: elemente de interior (bannere, stative, alte elemente de decor personalizate)
- 13 Echipament de lucru și protecție lucrători care execută intervenții la interfața cu instalațiile electrice ale utilizatorilor
- 14 Inscripționare autovehicule utilizate pentru intervenții la interfața cu instalațiile electrice ale utilizatorilor.

Structura de acționariat la cei 8 operatori de distribuție care prestează serviciul pentru mai mult de 100000 utilizatori se prezintă astfel:

1. **Distribuție Energie Oltenia:** CEZ a.s., cota de participare la beneficii și pierderi: 99.9999986019% / 99.9999986019%; CEZ POLAND DISTRIBUTION B.V., cota de participare la beneficii și pierderi: 0.0000013981% / 0.0000013981%.

2. **E-Distribuție Banat:** Enel Investment Holding B.V., cota de participare la beneficii și pierderi: 51.0036% / 51.0036%; Societatea de administrare a participațiilor în energie (SAPE) S.A., cota de participare la beneficii și pierderi: 24.8683% / 24.8683%; Fondul Proprietatea S.A., cota de participare la beneficii și pierderi: 24.1281% / 24.1281%.

3. **E-Distribuție Dobrogea** (la data de 25.08.2018): Enel Investment Holding B.V., cota de participare la beneficii și pierderi: 51.003% / 51.003%; Societatea de administrare a participațiilor în energie (SAPE) S.A., cota de participare la beneficii și pierderi: 24.903% / 24.903%; Fondul Proprietatea S.A., cota de participare la beneficii și pierderi: 24.094% / 24.094%.

4. **E-Distribuție Muntenia:** Enel Investment Holding B.V., cota de participare la beneficii și pierderi: 78% / 78%; Societatea de administrare a participațiilor în energie (SAPE) S.A. cota de participare la beneficii și pierderi: 10% / 10%; S.C. Fondul Proprietatea S.A., cota de participare la beneficii și pierderi: 12% / 12%.

5. **Delgaz Grid** (la data de 16.04.2018): ALLIANZ TIRIAC ASIGURARI SA, cota de participare la beneficii și pierderi: 1.2292% / 1.2292%; ALLIANZ INFRASTRUCTURE LUXEMBOURG I S.A.R.L., cota de participare la beneficii și pierderi: 28.7708% / 28.7708%; E.ON Romania S.R.L., cota de

participare la beneficii și pierderi: 56.4853% / 56.4853%; MINISTERUL ENERGIEI, cota de participare la beneficii și pierderi: 13.5147% / 13.5147%.

**6. SOCIETATEA DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE MUNTENIA NORD S.A.**, (la data de 16.04.2018): ENERGETICA ELECTRICA SA, cota de participare la beneficii și pierderi: 99.9999696922382% / 99.9999696922382%; SOCIETATEA DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE TRANSILVANIA SUD SA, cota de participare la beneficii și pierderi: 0.00002821951748% / 0.00002821951748%.

**7. SOCIETATEA DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE TRANSILVANIA SUD S.A.**, (la data de 16.04.2018): SOCIETATEA DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE TRANSILVANIA NORD SA, cota de participare la beneficii și pierderi: 0.01% / 0.01%; ENERGETICA ELECTRICA SA, cota de participare la beneficii și pierderi: 99.99% / 99.99%.

**8. SOCIETATEA DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE TRANSILVANIA NORD S.A.**, (la data de 16.04.2018): SOCIETATEA DE DISTRIBUȚIE A ENERGIEI ELECTRICE MUNTENIA NORD S.A., cota de participare la beneficii și pierderi: 0.00002693500685% / 0.00002693500685%; ENERGETICA ELECTRICA SA, cota de participare la beneficii și pierderi: 99.9999829770757% / 99.9999829770757%.

Atât compania de transport cât și societățile de distribuție dispun de sedii, logo și pagină de internet proprie.

Condițiile generale asociate licențelor pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice acordate de ANRE operatorilor de distribuție concesionari au fost aprobate prin Anexa 1 la Ordinul ANRE nr. 73/2014, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 599/12.08.2014, obligația de respectare a lor de către cei 8 operatori concesionari fiind impusă prin decizii administrative individuale emise de ANRE. La art. 49÷51 din Anexa 1 la ordin sunt stabilite obligațiile acestor operatori de distribuție cu privire la asigurarea independenței, în acord cu prevederile legale de separare a activității de distribuție în raport cu cea de furnizare a energiei electrice, inclusiv obligații cu privire la păstrarea identității separate în raport cu operatorii economici afiliați (art. 51: "În desfășurarea activității economice de prestare a serviciului de distribuție a energiei electrice, inclusiv de comunicare și publicitate, titularul licenței este obligat să nu creeze confuzie cu privire la identitatea separată față de operatorii economici afiliați.").

Rapoartele financiare ale OTS și operatorilor de distribuție sunt publicate separat.

Reglementatorul stabilește reguli detaliate privind separarea costurilor. Aceste reguli sunt incluse atât în condițiile de licență acordate pentru activitățile de transport și distribuție cât și în metodologiile specifice de calcul a tarifelor de rețea. Actele normative în vigoare prevăd sancțiuni în cazul încălcării cerințelor privind separarea activităților.

### 2.1.2. Funcționare tehnică

#### **Piața de echilibrare**

Echilibrul între cererea și producția de energie electrică se stabilește pe baze comerciale, în timp real, pe **Piața de Echilibrare (PE)**.



Pentru a asigura disponibilitatea unei energii suficiente în vederea echilibrării sistemului, OTS contractează rezerve (servicii tehnologice de sistem) pe perioade de maxim un an (contracte reglementate sau încheiate pe piața de servicii tehnologice de sistem). Fiecare contract de rezerve stabilește obligația vânzătorului de a pune orar la dispoziția OTS o anumită cantitate de rezerve, de un anumit tip, energia corespunzătoare puterii rezervate trebuind să fie disponibilă pe PE.

PE începe în ziua anterioară, după ce notificările fizice au fost acceptate de OTS și se termină la sfârșitul zilei de livrare. PE este o piață obligatorie, ceea ce înseamnă că participanții care exploatează unități dispecerizabile au obligația să oferteze pe aceasta piață toată energia electrică disponibilă. Pe PE se tranzacționează energie de echilibrare corespunzătoare reglajului secundar, reglajului terțiar rapid și reglajului terțiar lent.

Energia de echilibrare se asigură prin :

- a) creștere de putere, respectiv prin creșterea producției unei unități dispecerizabile sau prin reducerea consumului unui consumator dispecerizabil sau al unei centrale cu acumulare prin pompare care este înregistrată ca un consum dispecerizabil;
- b) reducere de putere, respectiv prin reducerea producției unei unități dispecerizabile sau creșterea consumului unei centrale cu acumulare prin pompare care este înregistrată ca un consum dispecerizabil.

Participanții la PE trebuie să transmită oferte zilnice pentru cantitatea de energie de echilibrare pe care o pot face disponibilă în fiecare interval de dispecerizare (60 de minute) pentru creștere de putere și pentru reducere de putere.

Toate ofertele validate pe piața de echilibrare stabilesc obligația participantului la PE de a livra cantitatea ofertată pe PE în momentul în care primește dispoziție din partea OTS.

Pe PE sunt remunerate numai cantitățile efectiv livrate de energie de echilibrare. Plata pentru energia de echilibrare corespunzătoare reglajului secundar se bazează pe prețul marginal al ofertelor selectate iar pentru reglajul terțiar plata se face la prețul din oferta selectată.

Fiecare titular de licență trebuie să-și asume responsabilități financiare față de OTS pentru asigurarea echilibrului fizic între producția măsurată, achizițiile programate și *importurile* de energie electrică, pe de o parte, și consumul măsurat, vânzările programate și *exporturile* de energie electrică, pe de altă parte, pentru unul sau mai multe *puncte de racordare* și/sau pentru una sau mai multe *tranzacții*. Responsabilitatea echilibrării se asumă prin intermediul PRE, înființate de către OTS la solicitarea titularilor de licență. Un titular de licență se poate înscrie ca PRE sau poate să-și transfere responsabilitatea echilibrării unei PRE existente.

În cazul în care o PRE este în dezechilibru negativ, aceasta va plăti cantitatea de energie electrică pe care a cumpărat-o de la OTS în vederea echilibrării, cu prețul orar pentru deficit de energie, iar în cazul în care o PRE este în dezechilibru pozitiv, va vinde către OTS surplusul de energie la prețul orar pentru excedent de energie.

Prețul pentru excedent de energie se determină pentru fiecare interval de dispecerizare ca raport între veniturile rezultate în urma echilibrării sistemului și cantitatea de energie de echilibrare livrată pentru furnizarea de reducere de putere în intervalul de dispecerizare respectiv. Prețul pentru deficit de energie se determină pentru fiecare interval de dispecerizare ca raport între plățile pentru echilibrarea sistemului și cantitatea de energie de echilibrare livrată pentru furnizarea de creștere de putere în intervalul de dispecerizare respectiv.

Decontarea dezechilibrelor se realizează în urma determinării valorilor măsurate aferente tuturor punctelor de măsurare ale participanților, contestarea/rezolvarea contestațiilor/aprobarea de către participanți a acestor valori și agregarea acestora pe PRE-uri, conform formulelor de agregare anunțate operatorului de măsurare; în aceste condiții, decontarea dezechilibrelor se face la cca. o lună după încheierea lunii de livrare. Modelul de piață conduce la realizarea de venituri/costuri nete pentru OTS în urma echilibrării sistemului, iar calculul acestora și redistribuirea lor către furnizori se realizează la aceeași dată, proporțional cu consumul consumatorilor alimentați de fiecare din aceștia.

Pentru România este definită o singură zonă de echilibrare, operată de un unic operator de sistem licențiat/operator al pieței de echilibrare, CNTEE Transelectrica SA. Interacțiunea cu alte zone de control se face prin intermediul schimburilor de întraajutorare inter-OTS, și nu prin acceptarea de oferte care să fie integrate într-o ordine de merit comună.

Și în anul 2017, similar anilor anteriori, s-au înregistrat diferențe mari între energia electrică efectiv livrată de operatorii economici care exploatează comercial centrale eoliene și fotovoltaice și notificările lor fizice, diferențe care au condus la necesitatea echilibrării balanței producție – consum. La creșterea precizată au contribuit semnificativ dezechilibrele mari înregistrate la nivel de sistem, în lunile ianuarie și februarie 2017, cauzate, în principal, de subcontractarea unor participanți, pe piețele anterioare PI și PE, un factor determinant fiind denunțările unilaterale ale unor contracte încheiate pe piețele centralizate de contracte administrate de OPCOM SA și sistările livrărilor de energie electrică aferente acestora către clienții finali.

### **Standarde de performanță și aspecte privind racordarea la rețea**

Pentru a obliga operatorii de rețea să mențină un nivel adecvat de siguranță a SEN, ANRE a actualizat prin **Ordinul ANRE nr. 49/2017** *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, a actualizat prin **Ordinul ANRE nr. 96/2017** *Regulamentul de organizare a activității de mentenanță* și a completat prin **Ordinul ANRE nr. 34/2018** *Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice*. Toate aceste modificări și completări ale cadrului de reglementare au avut în vedere măsuri pentru a obliga operatorii de rețea să realizeze atât activitatea de mentenanță cât și pe cea de investiții la nivelul necesar pentru ca rețelele electrice să funcționeze în condiții de siguranță, fiabilitate și eficiență. Astfel, operatorii de rețea sunt obligați să realizeze lucrările de mentenanță cel puțin la un nivel de 90 % din valoarea programată și lucrările de investiții la un nivel de cel puțin 95 % din valoarea programată. Pentru nerespectarea indicatorilor de performanță impuși prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice s-a introdus obligația operatorilor de rețea de a acorda în mod automat utilizatorilor rețelei electrice compensații. Aceste sume reprezintă o penalizare pentru operatori, deoarece compensațiile plătite utilizatorilor nu se recuperează prin tarif, ci se suportă din profit și astfel, operatorii sunt stimulați să le evite prin încadrarea în nivelul de performanță impus.

Modificarea și completarea *Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice* prin **Ordinul ANRE nr. 49/2017** a fost necesară având în vedere aspectele rezultate din practica aplicării prevederilor standardului, precum și ținând cont de faptul că operatorii concesionari de distribuție a energiei electrice au solicitat ANRE informații suplimentare asupra modului de interpretare a anumitor prevederi din această reglementare.

Principalele modificări și completări ale standardului constau în:

- eliminarea prevederii conform căreia standardul nu se aplică în situații de forță majoră; forța majoră suspendă în fapt obligațiile contractuale, astfel că nu se impune includerea în standard a



unor prevederi referitoare la aceasta. Standardul impune indicatori de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de către operatorii de distribuție în situația funcționării normale a rețelelor electrice de distribuție,

- stabilirea unei noi definiții a incidentului deosebit, care se referă în continuare la numărul de 5000 de utilizatori afectați de o întrerupere a căii de alimentare/evacuare a energiei electrice, dar se referă la întreruperile lungi (peste trei minute), eliminându-se durata de 6 ore care definea incidentul deosebit în varianta anterioară a standardului; criteriul definitoriu al incidentului deosebit este numărul mare de utilizatori întrerupți,
- informarea ANRE privind incidentele deosebite, cel mai târziu în ziua lucrătoare următoare producerii acestora,
- introducerea termenului de 72 de ore pentru restabilirea căii de alimentare/evacuare a energiei electrice la un loc de consum și/sau de producere în condiții meteorologice deosebite, care au generat avarii în rețeaua electrică de distribuție aflată în zona extravilană,
- eliminarea întreruperilor accidentale provocate de utilizatorii rețelei electrice de distribuție din numărul întreruperilor lungi neplanificate, care reprezintă unul dintre indicatorii de performanță ai serviciului de distribuție prestat de către operatorul de distribuție,
- introducerea obligației operatorului de distribuție de a plăti compensația referitoare la nerespectarea calității curbei de tensiune în situația în care reclamația utilizatorului rețelei electrice de distribuție este întemeiată; corelativ, s-au introdus precizări referitoare la valoarea compensației pe care operatorul de distribuție o acordă utilizatorului în situația în care, urmare a analizei efectuate, reclamația utilizatorului referitoare la calitatea curbei de tensiune se dovedește întemeiată,
- introducerea obligației operatorului de distribuție de a răspunde tuturor cererilor/sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor primite cu privire la serviciul de distribuție prestat, conferindu-se acest drept tuturor părților interesate de informații referitoare la serviciul de distribuție prestat de un operator de distribuție,
- prevederea unei derogări de la plata compensației corespunzătoare nerespectării termenului maxim, prevăzut în regulamentul de racordare, pentru proiectarea unui bransament, obținerea autorizației de construire pentru bransament, execuția și recepția punerii în funcțiune a bransamentului, în cazul unei cereri exprese din partea utilizatorului de amânare a realizării bransamentului; modificarea are în vedere situațiile excepționale întâlnite în practică în care termenul de 90 de zile, prevăzut în regulamentul de racordare pentru realizarea lucrărilor de racordare pentru un loc de consum, nu poate fi respectat de către operatorul de distribuție din motive ce țin strict de utilizator,
- eliminarea obligației operatorului de distribuție de a înlocui/reprograma contorul la schimbarea titularului contractului de furnizare - această modificare se impune deoarece există situații în care la schimbarea titularului contractului de furnizare, dacă nu s-a solicitat modificarea tipului de tarif, nu se justifică înlocuirea contorului existent la locul de consum;
- eliminarea prevederilor referitoare la acordarea de către operatorul de distribuție, la cererea utilizatorului, a despăgubirilor pentru daunele materiale provocate din vina operatorului de distribuție, deoarece aceste prevederi fac obiectul unor clauze contractuale,
- introducerea obligației operatorului de distribuție de a monitoriza și transmite ANRE informațiile privind compensațiile acordate anual utilizatorilor rețelelor electrice de distribuție conform unei noi anexe,
- modificarea modului de raportare a unor indicatori de calitate comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice, în sensul detalierii acestora pe niveluri de tensiune.

Modificarea și completarea *Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice* s-a realizat prin **Ordinul ANRE nr. 06/2017**.

*Standardul* stabilește prevederi referitoare la calitatea activității de furnizare, indicatorii de performanță ce caracterizează calitatea activității de furnizare, nivelurile garantate ale indicatorilor de performanță garantați, compensațiile pe care furnizorii de ultimă instanță le plătesc clienților finali beneficiari ai serviciului universal, în cazul nerespectării nivelurilor garantate ale indicatorilor de performanță și modul de raportare a indicatorilor de performanță aferenți activității de furnizare.

Principalele prevederi ale *Standardului*, cu accent pe modificările față de varianta anterioară, sunt următoarele:

- determinarea trimestrială de către furnizori a valorilor indicatorilor de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, pe categorii de clienți finali, respectiv casnici, noncasnici mici, noncasnici mari;
- obligația operatorilor economici care dețin licență de furnizare a energiei electrice, dar nu desfășoară activitate de furnizare la clienții finali, de a publica pe paginile proprii de internet, la termenele prevăzute în standard pentru transmiterea la ANRE a raportărilor privind indicatorii de performanță, o informare prin care să motiveze faptul că nu au calculat și publicat indicatorii de performanță;
- obligația furnizorului de a organiza și menține un punct unic de contact.

Nivelul de siguranță și starea tehnică a rețelelor electrice se reflectă direct în nivelul înregistrat anual al indicatorilor de performanță a serviciilor, în special cei referitori la continuitatea alimentării cu energie electrică. ANRE realizează anual un raport privind realizarea indicatorilor de performanță pentru serviciile de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice și privind starea tehnică a rețelelor electrice de transport și de distribuție, pe care îl publică până la data de 30 iunie pe site-ul [www.anre.ro](http://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta) la adresa <http://www.anre.ro/ro/energie-electrica/rapoarte/rapoarte-indicatori-performanta>.

Principalele constatări privind starea tehnică a rețelelor electrice (detalii suplimentare se regăsesc în raportul anterior menționat):

### **Volumul și vechimea instalațiilor de transport și distribuție**

**Rețeaua electrică de transport al energiei electrice (RET)** cuprinde: linii electrice aeriene (LEA) cu tensiunea nominală de 750 kV, 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară de 750 kV, 400 kV și 220 kV. Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.834,4 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 426,9 km.

Din totalul lungimii LEA, 83,6 % au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, 14,07 % între anii 1980 și 1999, iar cca. 2,3 % după anul 2000. Se constată un procent redus de puneri în funcțiune a LEA după anul 2000. Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (48 ani conform ultimei ediții a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe), iar analiza efectuată în anul 2017 a arătat un grad de utilizare foarte ridicat, de 95,7 % pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1979, în condițiile în care acestea reprezintă 83,6 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS.

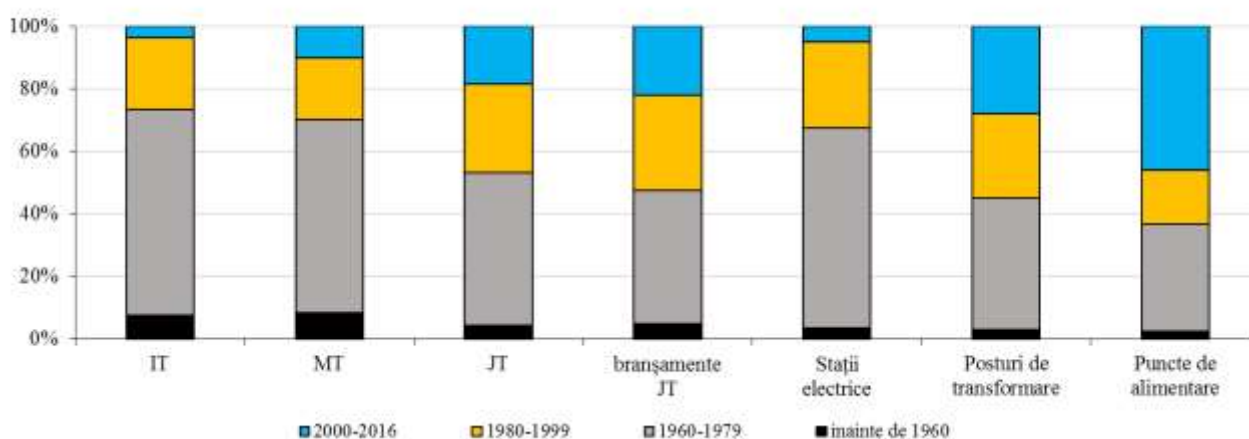
Din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare, cca. 20,7 % a fost pusă în funcțiune între anii 1960 și 1979, 22,1 % între anii 1980 și 1999, iar 57,2 % după anul 2000. Gradul de utilizare a

transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată, de 24 ani, conform ultimei ediții a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe. Se constată că cca. 43 % din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare (puneri în funcțiune înainte de anul 2000) au durata de funcționare depășită. Pentru restul de transformatoare / autotransformatoare gradul de utilizare mediu raportat la puterea instalată este de cca. 33 %.

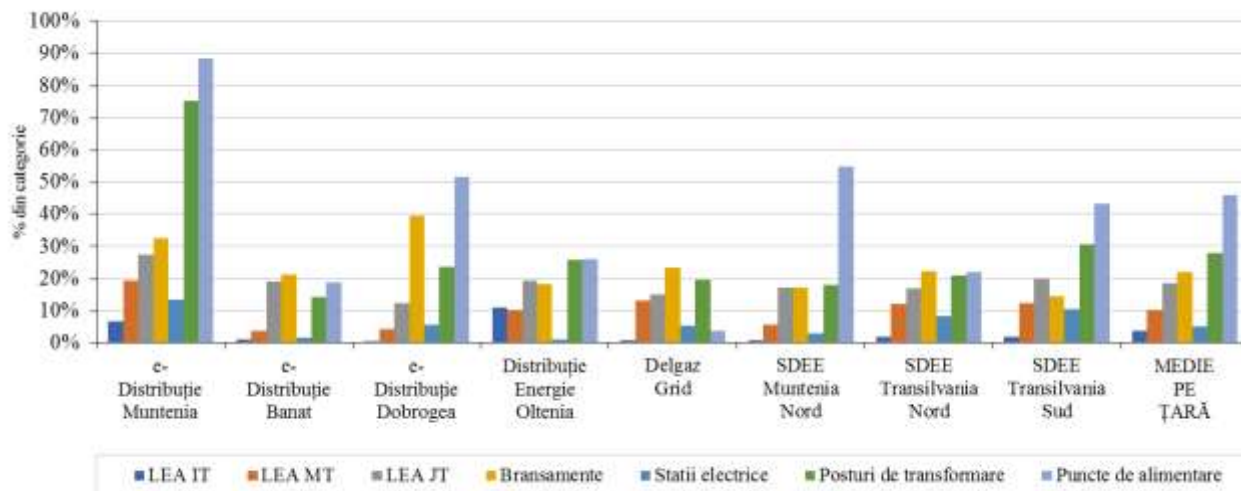
Rețelele electrice de distribuție cuprind următoarele capacități la nivel agregat pe țară, după durata de funcționare:

	IT [km traseu]	MT [km traseu]	JT [km traseu]	branșamente JT [km traseu]	Stații electrice [buc]	Posturi de transformare [buc]	Puncte de alimentare [buc]
înainte de 1960	1,652	10,032	8,080	8,063	40	2,061	25
1960-1979	14,610	73,899	89,589	70,749	754	30,220	346
1980-1999	5,085	23,721	52,101	50,685	326	19,257	177
2000-2016	836	12,071	33,857	36,328	59	19,946	466
TOTAL	22,183	119,723	183,627	165,825	1,179	71,484	1,014

Figura următoare ilustrează ponderea tranșelor de vechime din total, pe tip de capacitate.



Ponderea capacităților energetice puse în funcțiune în perioada 2000-2017 de fiecare operator de distribuție concesionar din totalul de capacități aflate în funcțiune la sfârșitul anului 2017 se prezintă astfel:



**Cea mai mare parte a instalațiilor aferente rețelelor electrice de transport și de distribuție aflate în prezent în funcțiune are durată de funcționare îndelungată, preponderent mai mare de 35 de ani.**

*Liniile electrice de transport și liniile electrice de distribuție de înaltă tensiune* puse în funcțiune după anul 2000 au pondere mică, în medie sub 4 %, în lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice. *Liniile electrice de medie și joasă tensiune (inclusiv bransamente)* puse în funcțiune după anul 2000 prezintă un procent mai mare din lungimea totală a acestor categorii de instalații electrice, care ajunge până la 10 % pentru medie tensiune și 20 % la joasă tensiune. Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 5 % din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare a atins în anul 2017 cca. 28 % din numărul total aferent celor două categorii de instalații electrice. Având în vedere că doar o mică parte din capacitățile energetice aflate în gestiunea operatorilor de rețea a fost reabilitată sau modernizată, ANRE a solicitat operatorilor de rețea aplicarea unor programe consistente de rețehnologizare și modernizare a instalațiilor existente, intensificarea și eficientizarea activităților de mentenanță pentru menținerea instalațiilor electrice în parametrii de funcționare nominali și realizarea unei monitorizări și evaluări adecvate a stării rețelelor.

Gradul de realizare a programului de mentenanță în RET în anul 2017 de către CNTEE Transelectrica S.A.,

s-a realizat în proporție de 74 %, comparativ cu valoarea de 66 % a anului anterior. Cel mai mare procent de realizare se înregistrează la mentenanța minoră, respectiv 80 % față de program, în timp ce programul de mentenanță majoră (RK și RC) a fost realizat în proporție de 64 %.

Mentenanța majoră se realizează în baza unor contracte atribuite prin proceduri de achiziție cu respectarea legislației achizițiilor sectoriale în vigoare, respectiv Legea 99/2016 privind achizițiile sectoriale și H.G. 394/2016 privind normele de aplicare a acestei legi. Gradul de realizare mai redus al programului de mentenanță majoră este cauzat conform explicațiilor OTS de dificultăți în obținerea autorizațiilor de construire și a avizelor necesare, precum și de dificultățile în desfășurarea procedurilor de achiziție publică. Pe de altă parte, se constată că valorile adjudecate în urma procedurilor de achiziție și a încheierii contractelor de execuție, respectiv valorile decontate au fost mai mici decât cele estimate și planificate în programul de mentenanță. În multe cazuri, lucrările au fost întârziate ca urmare a neacordării retragerilor din exploatare a echipamentelor și instalațiilor din RET sau a condițiilor meteorologice nefavorabile executării lucrărilor. Mentenanța minoră preventivă s-a realizat în anul 2017, conform explicațiilor OTS în

proporție de peste 97 %, iar mentenanța minoră corectivă s-a realizat în proporție de 82 % față de valoarea programată. Achiziția și montajul echipamentelor a înregistrat întârzieri și ca atare un grad redus, de 29 % de realizare față de valoarea de program, ca urmare a întârzierilor în întocmirea documentației de achiziție publică. OTS apreciază că impactul nerealizării integrale a programului de mentenanță asupra siguranței SEN și a nivelului de calitate a serviciului de transport și de sistem este nesemnificativ pe termen scurt și mediu. ANRE consideră că nerealizarea lucrărilor de mentenanță afectează starea RET și din acest motiv, a luat măsuri menite să oblige OTS la realizarea integrală a lucrărilor de mentenanță preventivă programate.

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe categorii de lucrări în rețelele electrice de distribuție se prezintă în continuare, pentru fiecare operator concesionar:

- e-Distribuție Muntenia a realizat 95,62 % din valoarea programată în anul 2017, față de 80,29% realizat în anul 2016. Din lucrările realizate, 47,9 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 52,1 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă,
- e-Distribuție Banat a realizat 85,9 % față de valoarea programată pentru anul 2017, față de 89,4% realizat în 2016. Din lucrările realizate, 47,11 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 52,89 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă,
- e-Distribuție Dobrogea a realizat 79,1 % din valoarea programată pentru anul 2017, față de 79,4% realizat în 2016. Din lucrările realizate, 58 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 42 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă,
- Distribuție Energie Oltenia a realizat 105,3 % din valoarea programată pentru anul 2017, față de 106,5% realizat în 2016. Din lucrările realizate, 69,58 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 30,42 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă,
- Delgaz Grid a realizat 102 % din valoarea programată pentru anul 2017, față de 82,9% în anul 2016. Din lucrările realizate, 46,9 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 53,1 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă,
- SDEE Muntenia Nord a realizat 92,23 % din valoarea programată pentru anul 2017, similar anului 2016. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 65,74 % a reprezentat mentenanța preventivă, iar 34,26 % a reprezentat mentenanța corectivă,
- SDEE Transilvania Nord a realizat 101 % din valoarea programată pentru anul 2017, față de 88,6% în anul 2016. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 53,3 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 46,7 % a reprezentat mentenanță corectivă, iar
- SDEE Transilvania Sud a realizat 92,4 % din valoarea programată pentru anul 2017, față de 100,5% în anul 2016. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 32,61 % a reprezentat mentenanța preventivă iar 67,39 % a reprezentat mentenanța corectivă.

### **Monitorizarea indicatorilor de performanță ai serviciului de transport, de sistem și de distribuție a energiei electrice, a duratei de reconectare după reparațiile planificate și după întreruperile neplanificate**

Analiza calității serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem prestate de OTS, precum și a serviciului de distribuție a energiei electrice prestat de cei opt operatori de distribuție titulari de licență cu contract de concesiune în anul 2017 a avut în vedere indicatorii de performanță definiți în *Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 12/2016** și în *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 11/2016**. Analiza a avut la bază datele transmise la ANRE de operatorii de rețea, în conformitate cu prevederile celor două standarde.



## Indicatorii de performanță generali și de continuitate ai serviciului de transport al energiei

Evoluția *consumului propriu tehnologic în RET*, determinat ca fiind diferența dintre energia electrică introdusă în RET și energia electrică extrasă din RET, raportată la energia electrică introdusă în RET, în perioada 2013-2017, este prezentat mai jos.

Anul	2013	2014	2015	2016	2017
Energie electrică introdusă în RET (GWh)	40.899	42.851	43.762	43.674	44.337
Energie electrică extrasă din RET (GWh)	39.868	41.825	42.732	42.662	43.372
Consumul propriu tehnologic în RET (GWh)	1.031	1.026	1.030	1.012	965
<b>Consumul propriu tehnologic în RET (%)</b>	<b>2,52</b>	<b>2,40</b>	<b>2,35</b>	<b>2,32</b>	<b>2,18</b>

Energia intrată în conturul RET în anul 2017 a crescut cu 1,66 % în raport cu anul precedent, pe fondul creșterii consumului intern net cu cca. 2,31 %, al creșterii cu 0,9 % a energiei produse de grupurile generatoare care debitează direct în RET, al creșterii fluxurilor fizice de import cu cca. 39 % (895 GWh).

Consumul propriu tehnologic aferent RET a scăzut cu 4,68 % în raport cu anul precedent. Factorii care au contribuit la reducerea pierderilor au fost distribuția favorabilă a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune din nord-vestul țării și reducerea pierderilor corona pe liniile electrice, pe fondul condițiilor meteorologice favorabile.

*Indisponibilitatea medie în timp a instalațiilor* se determină în funcție de evenimentele planificate sau neplanificate (accidentale) și se raportează la lungimea exprimată în km pentru LEA din RET sau la puterea aparentă exprimată în MVA pentru transformatoarele și autotransformatoarele din stațiile RET.

Pentru perioada 2013-2017 valorile indicatorilor privind indisponibilitatea medie a instalațiilor sunt cele prezentate în continuare:

Anul	2013	2014	2015	2016	2017
Total:					
INDLIN (ore/an)	114,52	142,59	184,63	186,79	158,10
INDTRA (ore/an)	171,58	112,18	155,01	204,29	182,01
<b>Înteruperi neplanificate:</b>					
INDLIN (ore/an)	11,44	27,97	36,68	16,88	11,67
INDTRA (ore/an)	3,28	8,52	8,9	4,91	18,51
<b>Înteruperi planificate:</b>					
INDLIN (ore/an)	103,08	114,62	147,95	169,91	146,43
INDTRA (ore/an)	168,31	103,66	146,11	199,38	163,50

Se constată faptul că durata medie a întreruperilor neprogramate din timpul mediu total de întrerupere este de 7,4 % în cazul liniilor electrice și de 10,2 % în cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor. Raportat la numărul total de ore de funcționare dintr-un an, indisponibilitatea medie a liniilor reprezintă 1,8 %, iar indisponibilitatea medie a transformatoarelor și autotransformatoarelor din stațiile RET reprezintă 2,1 %. Indicatorul INDLIN pentru întreruperile neplanificate ale liniilor electrice, s-a degradat în perioada 2013-2015 și a înregistrat o îmbunătățire în perioada 2015-2017. În cazul transformatoarelor și

autotransformatoarelor, în anul 2017 se constată o creștere a valorii indisponibilității peste media ultimilor ani.

Pentru întreruperile planificate, după o creștere în perioada 2013-2016, indicatorii de indisponibilitate s-au îmbunătățit în 2017, atât pentru cazul liniilor electrice cât și pentru cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor.

Printr-o mai bună corelare a programelor de mentenanță cu programele de investiții s-a reușit reducerea timpului de retragere planificată din exploatare a echipamentelor.

*Energia nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată - ENS (Energy Not Supplied) și Timpul Mediu de Întrerupere – AIT (Average Interruption Time)*

Indicatorii de performanță generali de continuitate au avut în anul 2017 următoarele valori:

	2013	2014	2015	2016	2017
<b>ENS (MWh)</b>					
întreruperi neplanificate datorate OTS	30,89	82,51	38,36	224,69/ 264,70 <sup>2)</sup>	289,46 / 1105,55 <sup>2)</sup>
<b>AIT (min/an)</b>					
întreruperi neplanificate datorate OTS	0,35	0,82	0,36	2,11/ 2,49 <sup>2)</sup>	2,762 / 10,550 <sup>2)</sup>

Notă:

- 1) Raportările anilor 2013-2015 au fost bazate pe Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 17/2007, care nu includea acest capitol.
- 2) Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciu de sistem, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016 impune înregistrarea valorilor pentru energia nelivrată la utilizatori, respectiv pentru energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată. Pentru 2013-2015 valoarea se referă la energia nelivrată consumatorilor.

La nivelul anului 2017 se constată menținerea trendului de degradare a indicatorilor ENS și AIT de continuitate a serviciului, din categoria întreruperilor cauzate de OTS. Degradarea indicatorilor ENS și AIT față de anii anteriori este explicată de OTS prin apariția unor condiții meteorologice extreme care au crescut în intensitate de la an la an, în timp ce echipamentele sunt în stare avansată de uzură, ca urmare a duratei de funcționare îndelungate, în special în cazul LEA. Măsurile luate în urma acestor evenimente de către OTS au fost înlocuirea echipamentelor afectate și reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările climatice. ANRE a aplicat amenzi contravenționale pentru nerealizarea programelor de mentenanță și investiții, situație care a condus la înrăutățirea acestor indicatori.

### Indicatorii de performanță generali ai serviciului de sistem

În anul 2017 nu s-a solicitat/acordat *ajutor de avarie*. Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE este prezentată în tabelul de mai jos:

<b>Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență [MWh/h]</b>		
	2016	2017
Valoare medie	1,52	1,67
Valoare maximă	178	229
Valoare minimă	-435	-133
Deviația standard	14,64	13,38



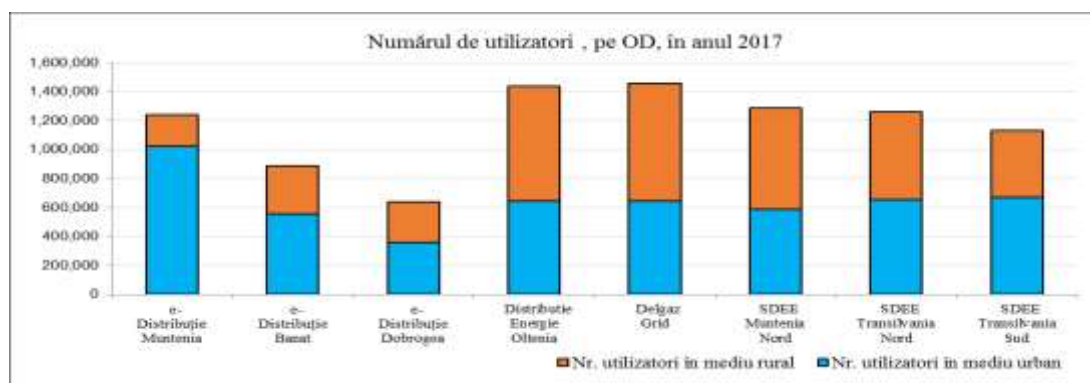
Valoarea medie a abaterii soldului cu corecția de frecvență a avut valori comparabile în anii 2016 și 2017, iar deviația standard a abaterii a avut valori mai mici în anul 2017, respectiv reglajul frecvență-putere a fost în anul 2017 mai bun.

Coordonarea funcționării SEN este prezentată în tabelul următor:

	Congestii determinate de restricții de rețea apărute		
	în schema cu N elemente în funcțiune în RET și în rețeaua de 110kV a RED	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RET	ca urmare a retragerii din exploatare a elementelor RED
Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea în anul 2016 [MWh]	0	21.038	289
Cantitatea de energie electrică utilizată pentru managementul congestiilor de rețea în anul 2017 [MWh]	0	2.553	114

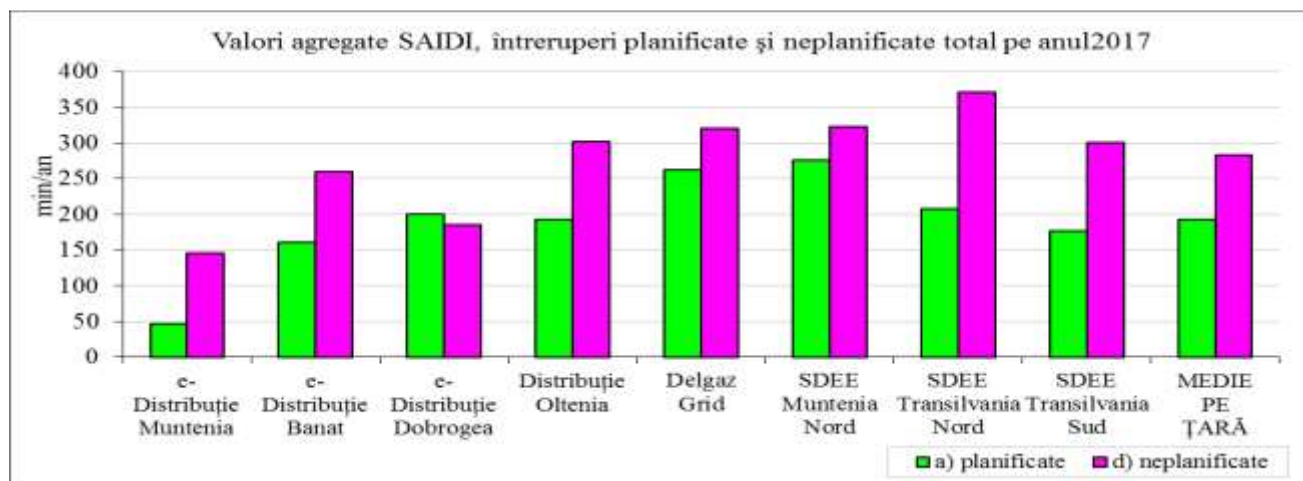
### Indicatorii de continuitate ai serviciului de distribuție a energiei electrice

La rețelele electrice aparținând celor opt operatori de distribuție (OD) concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice erau racordați la finalul anului 2017 un număr de 9,3 milioane utilizatori, în creștere cu 0,8 % față de anul 2016, din care 5,1 milioane în mediul urban, respectiv 4,2 milioane în mediul rural.



Indicatorul de continuitate în alimentare a utilizatorilor SAIDI, a înregistrat următoarele valori pentru 2017:

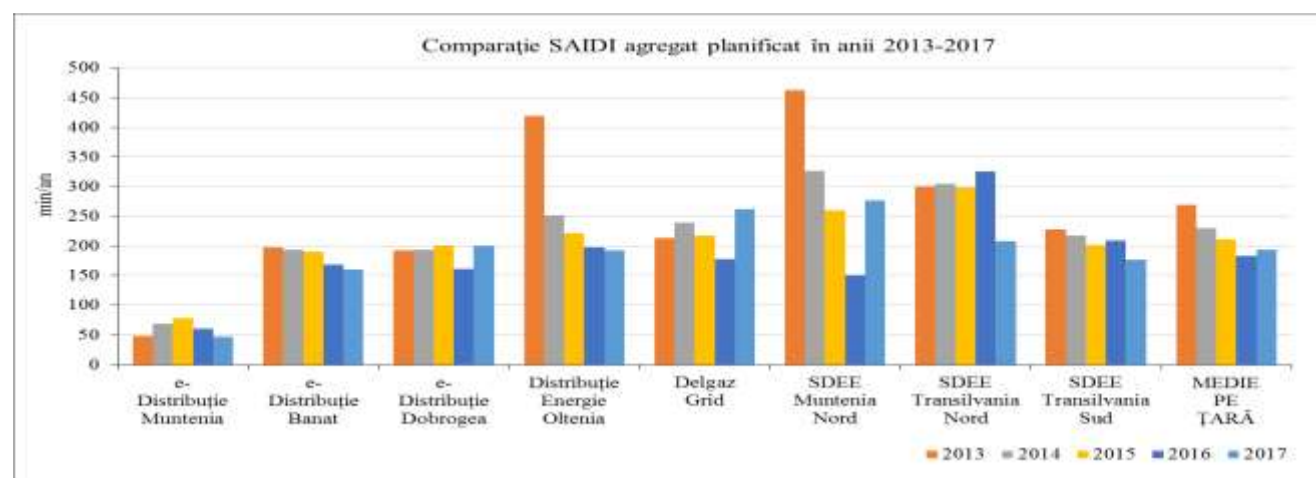
OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI întreruperi planificate [min/an]	46.57	160.73	199.89	192.80	261.69	276.07	207.82	176.99	193.10
SAIDI întreruperi neplanificate [min/an]	145.44	259.41	185.11	301.46	320.31	323.16	370.89	300.20	283.92

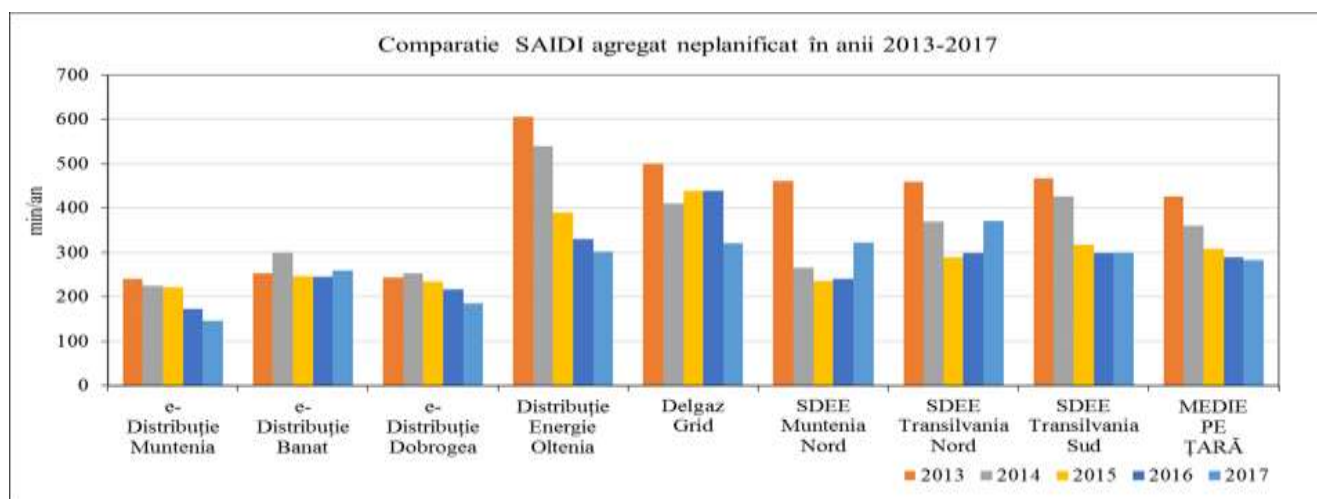


La nivel agregat pe țară, SAIDI întreruperi planificate înregistrează în anul 2017 o creștere a valorii medii la 193,1 min/an față de valoare de 183,5 min/an în anul 2016. Tot la nivel agregat pe țară, SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează în anul 2017 o scădere nesemnificativă la valoarea de 283,92 min/an față de 289,9 min/an în 2016. Ambele valori rămân însă peste intervalul în care se încadrează indicatorii înregistrați în țările membre UE.

Conform analizei realizate, în perioada 2013 – 2017 se observă un trend de îmbunătățire a valorilor ambilor indicatori, cu o înrăutățire nesemnificativă în anul 2017 pentru SAIDI întreruperi planificate.

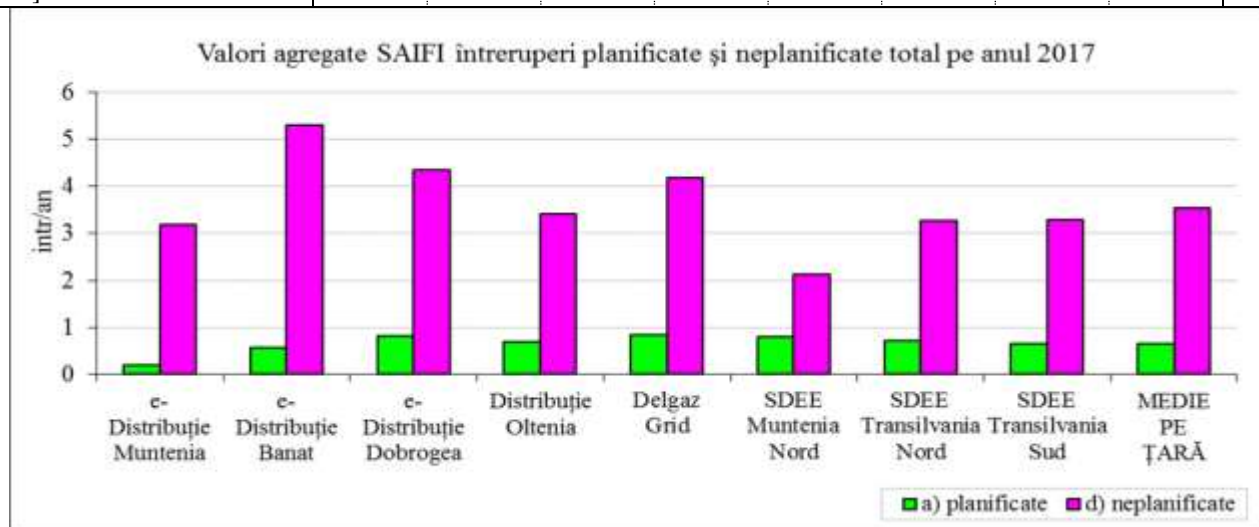
An	2013	2014	2015	2016	2017
SAIDI întreruperi planificate [min/an]	270	230	211	184	193
SAIDI întreruperi neplanificate [min/an]	427	361	308	290	284





Indicatorul de continuitate în alimentare a utilizatorilor SAIFI, a înregistrat următoarele valori pentru 2017:

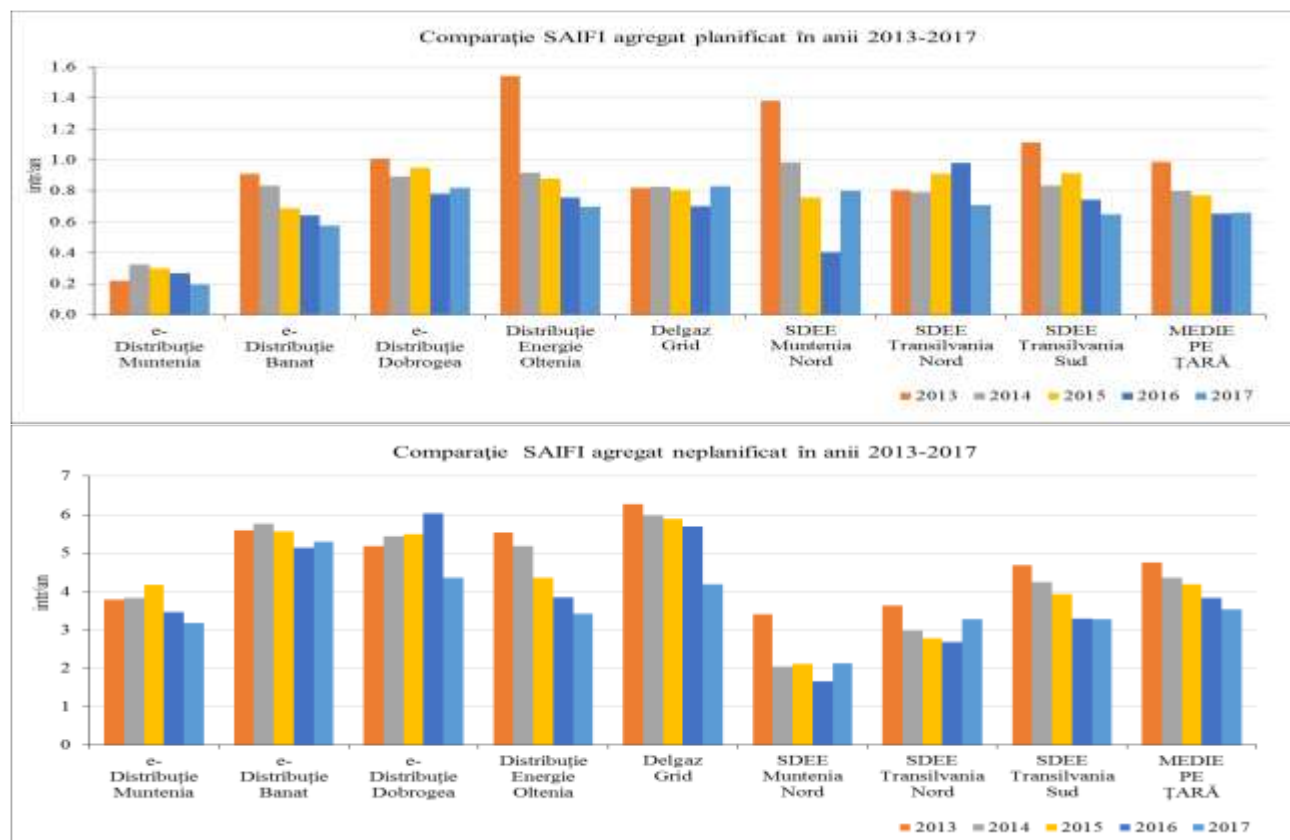
OD	e-Distribuție Muntenia	e-Distribuție Banat	e-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI întreruperi planificate [intr/an]	0,19	0,58	0,82	0,70	0,83	0,80	0,71	0,65	0,66
SAIFI întreruperi neplanificate [intr/an]	3,18	5,30	4,36	3,42	4,19	2,12	3,28	3,28	3,54



La nivel agregat de țară, SAIFI întreruperi planificate a înregistrat o valoare medie de 0,66 întreruperi/an, față de 0,65 întreruperi/an în anul 2016. Tot la nivel agregat pe țară, SAIFI întreruperi neplanificate a înregistrat o valoare medie de 3,54 întreruperi/an față de 3,83 întreruperi/an în anul 2016.

Conform analizei realizate, în perioada 2013 – 2017 se observă o îmbunătățire a valorilor SAIFI pentru întreruperi neplanificate, dar o ușoară degradare a valorilor SAIFI, întreruperi planificate.

An	2013	2014	2015	2016	2017
SAIFI întreruperi planificate (a) [min/an]	0,99	0,80	0,77	0,65	0,66
SAIFI întreruperi neplanificate (d) [min/an]	4,75	4,35	4,19	3,83	3,54



Privitor la *calitatea energiei electrice*, o analiză a acestora s-a realizat într-un număr reprezentativ de stații, cu ajutorul analizelor de calitate a energiei electrice. Dintre operatorii de distribuție concesionari, Distribuție Energie Oltenia a realizat cel mai amplu program de monitorizare a calității energiei electrice, în 65 de puncte de analiză.

Începând cu anul 2017, prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice a fost impusă obligația extinderii monitorizării calității energiei electrice în cel puțin 25 % din stațiile de transformare deținute de OD concesionari. Îndeplinirea acestei obligații nu a fost finalizată de toți operatorii.

Din punct de vedere al **calității comerciale a serviciului de transport** - indicatorii de performanță relevanți în procesul de racordare la RET se încadrează în termenele stabilite prin standard. Timpul mediu de emisie a avizului tehnic de racordare și a certificatului de racordare sunt în apropierea termenului limită impus de standard (10 zile calendaristice). Se consemnează de asemenea că OTS nu a înregistrat în anul 2017 reclamații privitoare la racordare, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme.

Referitor la **calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice** se constată următoarele:

- timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații avize tehnice de racordare a fost de 17 zile la JT și 14 zile la MT, respectând termenul legal de răspuns de 30 zile. La IT nu au fost înregistrate reclamații,
- s-a înregistrat un număr maxim de reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune în cazul S.D.E.E. Muntenia Nord la JT (2.028 reclamații din totalul de 4.227 la nivelul întregii țări), respectiv Distribuție Energie Oltenia la MT (218 reclamații din totalul de 305 la nivelul întregii țări),
- timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune a fost de 15 zile la JT, 13,2 zile la MT și 8,6 la IT, valori care se încadrează în termenul limită de 20 zile calendaristice, prevăzut în standardul de performanță,
- timpul mediu de răspuns la cereri/sesizări/reclamații sau solicitări scrise pe alte teme decât cele la care se referă explicit standardul a avut o valoare medie de 14 zile la JT și IT și 12 zile la MT, la nivelul întregii țări, cu încadrarea în termenul maxim de 30 zile, stabilit în standard,
- timpul mediu de răspuns la reclamațiile privind datele măsurate a fost de 14 zile la JT, 9 zile la MT și 11 zile la IT,
- timpul mediu de reconectare a locului de consum din momentul anunțării OD de către utilizator/furnizor că plata s-a efectuat, a avut o valoare de 2 zile la JT și MT. La IT nu au existat reconectări,
- la nivel de țară se constată că 78,6 % din compensațiile acordate au avut la bază neîndeplinirea indicatorilor de calitate comercială a serviciului. Compensațiile privind continuitatea serviciului de distribuție reprezintă 21,7% din total în condițiile în care la nivelul JT compensațiile se acordă doar la solicitarea utilizatorului. Menționăm faptul că standardul de performanță prevede ca, începând cu 1.01.2019, compensațiile pentru nerespectarea indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de distribuție a energiei electrice să se plătească în mod automat pentru toate nivelurile de tensiune.

Indicatori de performanță neîndepliniți		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud
Continuitatea alimentării cu energie electrică	nr.	315	88	46	7	7.359	1	3	7
	lei	21.860	14.530	6.645	1400	227.260	30	90	1.060
Calitatea tehnică a energiei electrice distribuite	nr.	1	-	1	-	37	-	-	-
	lei	195	-	70	-	2.590	-	-	-
Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice	nr.	2.663	2752	1.256	-	3.141	-	-	176
	lei	238.445	293025	126.960	-	343.750	-	-	10.900
TOTAL compensații	nr.	2.979	2840	1.303	7	10.537	1	3	183
	lei	260.500	307555	133.675	1400	573.600	30	90	11.960

**Procedurile și etapele procesului de racordare, precum și modul de stabilire a tarifului de racordare** sunt reglementate prin *Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare, prin *Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 102/2015, prin *Contractul-cadru de racordare la rețelele electrice de distribuție*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2015, și prin *Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 11/2014, cu modificările și completările ulterioare. Prin standardul de performanță pentru serviciul de distribuție sunt monitorizați și indicatori precum **timpul mediu de emiteră a avizelor tehnice de racordare sau timpul mediu de emiteră a contractelor de racordare**.



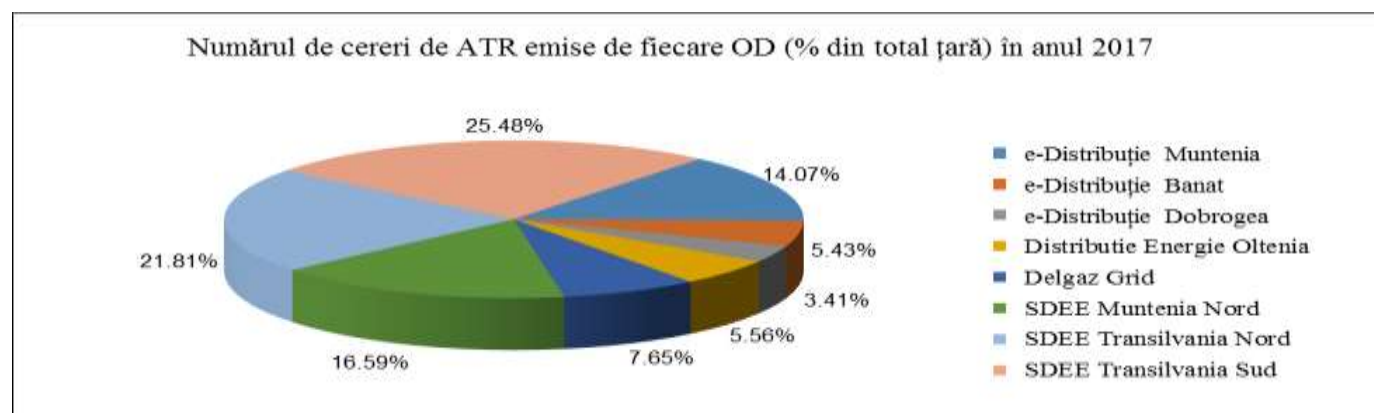
Numărul total de *cereri de avize tehnice de racordare* (ATR) la rețeaua electrică de interes public în anul 2017 a fost de 275.026 (comparativ cu 320.392 în anul 2016 și 208.670 în anul 2015), cu următoarea distribuție pe OD:

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
Număr de ATR emise	38.771	15.013	9.487	15.587	20.805	45.138	59.355	70.870	275.026

Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 2.923 solicitări, respectiv 1,06 % din totalul acestora. Numărul total de cereri la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile (din cauza documentației incomplete, a diverselor necorelări temporale, cum ar fi emiterea certificatului de urbanism etc.) a fost de 4.303, respectiv 1,56 % din totalul solicitărilor anului 2017 (comparativ cu 0,75 % din total în anul 2016 și 4,4 % din total în anul 2015).

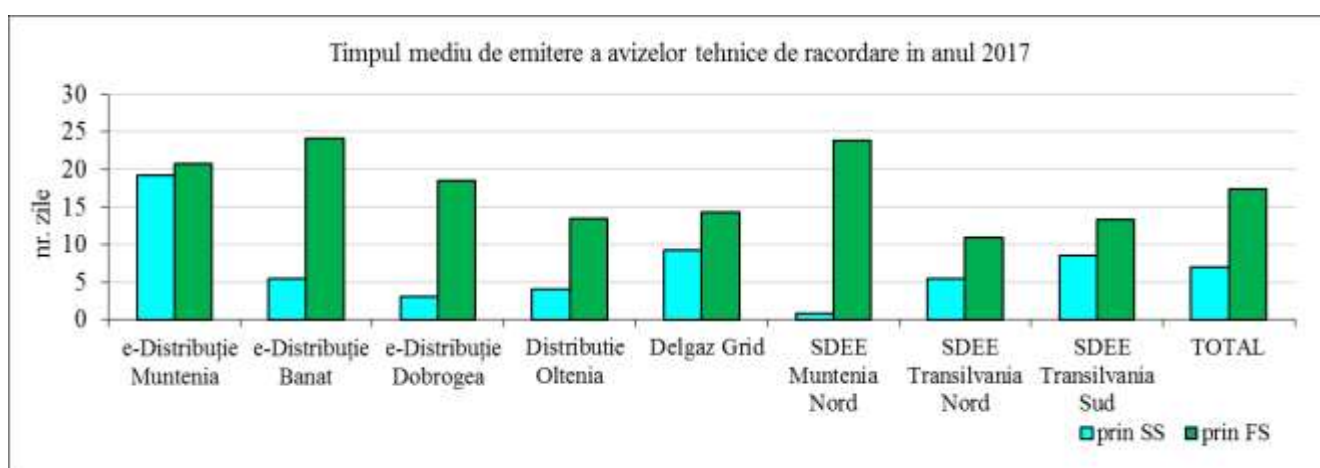
Numărul total de *ATR emise* în anul 2017 a fost repartizat pe OD astfel:

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
Număr de ATR emise	38.278	14.774	9.286	15.130	20.805	45.138	59.355	69.337	272.103
Procent din nr. total de cereri primite (%)	98,73	98,41	97,88	97,07	100	100	100	97,84	98,94



*Timpul mediu de emitere a avizului tehnic de racordare* de la depunerea documentației complete, calculat la nivelul întregii țări, pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție (SS) a fost în anul 2017 de 6,97 zile, iar pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție (FS) a fost de 17,41 zile, cu următoarea repartizare pe OD:

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de emiteră a ATR pentru soluția stabilită prin:	SS	19,25	5,49	3,00	4,01	9,23	0,75	5,50	8,52	6,97
	FS	20,74	24,15	18,50	13,52	14,25	23,88	10,88	13,33	17,41



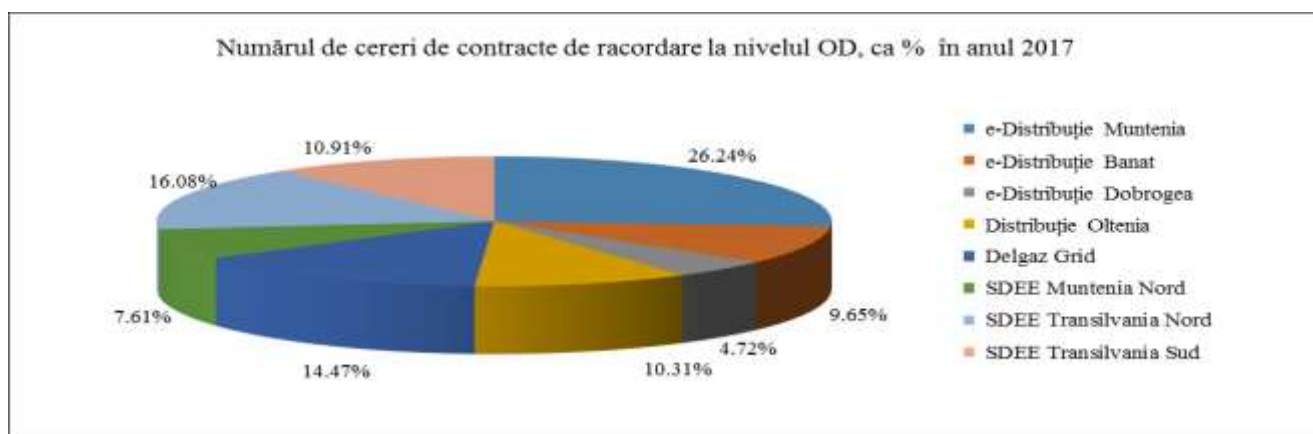
Timpul mediu de emiteră a ATR când soluția este stabilită pe bază de studiu de soluție a depășit cu mult limita termenului maxim de 10 zile admis prin standardul de performanță în cazul E-Distribuție Muntenia.

Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2017 a fost de 125.501, repartizate pe OD astfel:

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
toți consumatorii	32.929	12.117	5.925	12.940	18.164	9.546	20.183	13.697	125.501
clienți casnici	21.711	8.963	5.001	10.040	13.196	7.434	14.870	9.025	90.240

Procentul minim de cereri de contracte de racordare, înregistrat pe toate tipurile de consumatori, este înregistrat la E-Distribuție Dobrogea (4,72 % din numărul total de cereri), iar procentul maxim la E-Distribuție Muntenia (26,24 % din total).





Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 116.108 din cele 125.501 cereri de contracte de racordare, cererile nefinalizate reprezentând cca. 7,5 % din total (cu mult peste valoarea înregistrată în anul 2016 de 0,86%).

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
Nr. contracte de racordare realizate	32.558	11.982	5.878	12.624	17.828	2.112	19.429	13.697	116.108

*Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare* în anul 2017 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4 zile, repartizat la nivel de OD astfel:

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	3	2	9	2	3	9	8	4	4

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valoare maximă de 9 zile la E-Distribuție Dobrogea și SDEE Muntenia Nord, în apropierea termenului limită, de 10 zile calendaristice de la data înregistrării cererii, prevăzut în standardul de performanță.

*Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal* a fost de 4.588, respectiv 3,66 % din totalul numărului de cereri față de 1721 cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal, reprezentând 1,43% din total în 2016, astfel:

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal	2.212	692	1.684	-	-	-	-	-	4.588

Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate a fost de 625, respectiv 0,5 % din numărul total de solicitări, astfel:

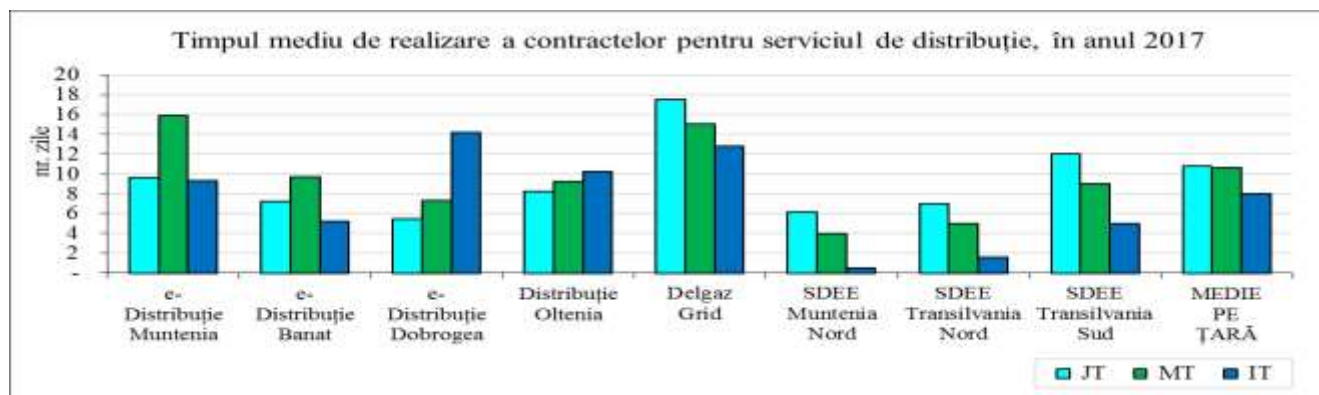
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate	81	172	54	316	-	-	-	2	625

Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție în anul 2017 a fost de 269.343, astfel:

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	TOTAL
Numărul de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție	39.561	21.140	12.526	44.237	73.919	16.818	38.936	22.206	269.343

Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 11 zile la JT și MT, respectiv 8 zile la IT.

OD		E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE TARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție [zile]	JT	9,66	7,24	5,44	8,25	17,50	6,17	6,97	12	11
	MT	15,90	9,73	7,30	9,25	15,00	3,96	5,03	9	11
	IT	9,33	5,23	14,17	10,25	12,75	0,50	1,61	5	8



*Durata medie a procesului de racordare*, care reprezintă timpul dintre data depunerii cererii de racordare cu documentația de justificare completă până la data punerii sub tensiune a instalației de utilizare are următoarea repartizare pe OD:

OD	E-Distribuție Muntenia		E-Distribuție Banat		E-Distribuție Dobrogea		Distribuție Energie Oltenia		Delgaz Grid		SDEE Muntenia Nord		SDEE Transilvania Nord		SDEE Transilvania Sud		MEDIE PE ȚARĂ	
	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT
Durata medie a procesului de racordare [zile]	87	433	110	289	118	466	116	272	109	407	81	145	33	109	42	53	83	234
	IT	-	-	-	-	1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<sup>1)</sup> S-a înregistrat un singur caz de realizare a instalației de racordare la IT. Deoarece instalația de utilizare nu a fost pusă sub tensiune nu s-a putut evalua durata medie a procesului de racordare.

Duratele medii ale procesului de racordare la JT și MT au avut valori mai reduse în 2017 comparativ cu 2016 astfel: 83 zile față de 87 zile, respectiv 234 zile față de 255 zile.

*Costul mediu al procesului de racordare* are următoarea repartizare pe OD:

OD	E-Distribuție Muntenia		E-Distribuție Banat		E-Distribuție Dobrogea		Distribuție Energie Oltenia		Delgaz Grid		SDEE Muntenia Nord		SDEE Transilvania Nord		SDEE Transilvania Sud		MEDIE PE ȚARĂ	
	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT	JT	MT
Costul mediu de racordare [lei] <sup>1)</sup>	978	132.465	2.305	76.790	1.667	101.732	2.105	47.747	2.329	104.822	1.602	41.192	2.186	49.928	2.602	57.172	1.884	68.645
	IT	-	-	-	-	1.814.762 <sup>2)</sup>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

<sup>1)</sup> Cost mediu de racordare pe utilizator racordat, achitat operatorului de distribuție (tarif pentru emitere ATR + cost studiu de soluție + tarif de racordare);

<sup>2)</sup> S-a înregistrat un singur caz de racordare la IT

Costul mediu de racordare la JT a fost de 1.884 lei la nivelul întregii țări (față de 1.781 lei în 2016), iar la MT de 68.645 lei la nivelul întregii țări (față de 77.607 lei în 2016).

## Monitorizarea măsurilor de salvagardare

Prevederile art. 37, par. (1), lit.t) din Directiva 72/2012/CE au fost transpuse în legislația națională în art. 9, alin. (4), lit. k) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, aprobată de Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare.

Legislația secundară aplicabilă pentru situațiile *neașteptate de criză pe piața de energie și în cazul în care este amenințată siguranța fizică ori securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului* prevăzute de art. 24 al Legii energiei electrice și gazelor naturale, nr. 123/2012, cu completările și modificările ulterioare, cuprinde *Regulamentul privind stabilirea măsurilor de salvagardare în situații de criză apărute în funcționarea Sistemului energetic național*, aprobat cu **Ordinul ANRE nr. 142/2014** și *Regulamentul privind suspendarea funcționării pieței angro de energie electrică și regulile comerciale aplicabile*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 23/2016**.

Aprobarea la nivel UE a *Codului de rețea privind situațiile de urgență și restaurarea sistemului* va duce la adaptarea legislației secundare pentru conformarea la acesta.

În anul 2017 nu s-au înregistrat situații neașteptate de criză pe piața de energie în urma cărora să fie amenințată siguranța fizică ori securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului electroenergetic.

În luna ianuarie situația Sistemului Electroenergetic din România a fost caracterizată de creșterea semnificativă a consumului de energie electrică rezultat al temperaturilor foarte scăzute și de un nivel redus al rezervelor de energie (cauzat de un cumul simultan de factori – dificultăți în exploatarea și transportul carbunelui care au condus la diminuarea stocurilor de carbune și debitele reduse de apă pe principalele rauri utilizate în producția de energie hidroelectrică, în special pe Dunare). Notificările fizice au fost mult deficitare în raport cu consumul intern la nivel de SEN (valoare medie lunară de 823 MW; 449 de intervale orare cu valori ale deficitului între 501 și 2683 MW), iar producția eoliană a fost deficitară în raport cu valorile notificate în majoritatea intervalelor orare (79 intervale orare cu valori deficitare mai mari de 500 MW, valoarea orară maximă a deficitului fiind de 1721 MW). În aceste condiții energia selectată la creștere pe piața de echilibrare a reprezentat 89 % din totalul energiei selectate și au fost dispuse numeroase porniri/mentineri în stare de funcționare a mai multor grupuri/cazane termo. Pe fondul volumului mare de energie selectată la creștere, prețurile pe piața de echilibrare au înregistrat valori foarte mari de până la 1102,8 lei/MWh (31.01).

În această luna s-a înregistrat cel mai mare volum de energie tranzacționată pe piața de echilibrare (882528,748 MWh) și cea mai mare valoare a costurilor cu echilibrarea sistemului (418206681 lei, din care 4499630 lei, valoarea pornirilor de grupuri) de la începutul funcționării pieței de echilibrare.

Situația Sistemului Electroenergetic din România din luna ianuarie 2017, nu a fost una singulară, situații similare înregistrându-se și în sistemele vecine sau alte sisteme din Europa. Din cauza condițiilor extreme de iarnă, în Grecia, Bulgaria, Franța, Italia, Belgia capacitatea transfrontalieră/exporturile de energie electrică către țările vecine au fost limitate, măsura luată până la refacerea rezervelor necesare asigurării funcționării sigure și stabile a sistemelor energetice. În cazul României nu a fost necesară aplicarea măsurilor de salvagardare prevăzute de HG nr. 10/13.01.2017.

Sursă: CNTEE Transelectrica – Raport privind funcționarea SEN în anul 2017

## Situația conectării și dispecerizării energiei electrice produse din surse regenerabile. Plata dezechilibrelor

Accesul producătorilor în schema de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie bazată pe certificate verzi, a avut ca dată limită data de 31 decembrie 2016<sup>2</sup>. În perioada de aplicare a sistemului de promovare a producerii energiei electrice din surse regenerabile de energie au fost acreditați un număr de 778 de producători. Numărul producătorilor de energie din surse regenerabile acreditați la sfârșitul anului 2017 a fost de 774 (dintre care 67 utilizează energie eoliană, 103 utilizează energie hidroelectrică în centrale electrice cu putere instalată de cel mult 10 MW, 576 utilizează energie solară și 28 utilizează biomasă, inclusiv gaz de fermentare a deșeurilor și gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate).

În tabelul de mai jos este prezentată evoluția numărului producătorilor E-SRE acreditați pe tipuri de surse regenerabile de energie și a puterii electrice instalate pentru anii 2013, 2014, 2015, 2016 și 2017.

Surse regenerabile de energie/tehnologie	Producători E-SRE									
	număr					Pi [MW]				
	2013	2014	2015	2016	2017	2013	2014	2015	2016	2017
Centrale eoliene, din care:	60	64	66	67	67	2593	2810	2932	2963	2962
Instalații eoliene re tehnologizate	13	12	4	4	2	11	11	12	9	8
Centrale hidro, $P_i \leq 10$ MW, din care:	69	100	104	103	103	263	295	314	348	342
Centrale hidro re tehnologizate, $P_i \leq 10$ MW	9	15	15	19	19	50	82	88	68	62
Centrale pe bază de biomasă – toate tipurile de tehnologii (inclusiv cogenerare) și gaz de fermentare EE din deșeuri municipale, ape uzate	14	14	25	28	28	66	81	107	124	124
Centrale fotovoltaice	370	403	514	577	576	1124	1217	1296	1360	1359
Total	513	581	709	775	774	4046	4403	4649	4795	4787

La sfârșitul anului 2017 capacitatea instalată acreditată în unitățile de producție a E-SRE a fost de 4787 MW, în scădere față de anul 2016, cu capacitățile electrice pentru care perioada de acreditare a expirat.

Operatorul de transport și de sistem și/sau operatorii de distribuție asigură transportul, respectiv distribuția, precum și dispecerizarea cu prioritate a energiei electrice produse din surse regenerabile, pentru toți producătorii de energie din surse regenerabile, indiferent de capacitate, pe baza unor criterii transparente și nediscriminatorii, cu posibilitatea modificării notificărilor în cursul zilei de operare, conform metodologiei aprobate de ANRE, astfel încât limitarea sau întreruperea producției de energie din surse regenerabile să fie aplicată numai în cazuri excepționale, dacă acest fapt este necesar pentru stabilitatea și securitatea Sistemului Electroenergetic Național.

<sup>2</sup> în condițiile art. 2554 din Noul Cod Civil și ale Regulamentului (CE, Euratom) nr. 1182/71 al Consiliului din 3 iunie 1971, privind stabilirea regulilor care se aplică termenelor, datelor și expirării termenelor



Pentru energia electrică care beneficiază de sistemul de sprijin pentru surse regenerabile, contractată și vândută pe piața de energie, se asigură **acces garantat la rețea**. Pentru energia electrică care este contractată și vândută la preț reglementat (produsă în centrale electrice cu puteri instalate de cel mult 1 MW pe centrală sau, în cazul cogenerării de înaltă eficiență din biomasă, de 2 MW pe centrală) se asigură **accesul prioritar la rețea**.

Energia electrică produsă din surse regenerabile este **dispecerizată cu prioritate**.

Unitățile de producere utilizând surse regenerabile dispecerizabile sunt responsabile pentru plata dezechilibrelor generate.

### 2.1.3. Tarife de rețea și racordare

#### *Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice*

În cursul anului 2017, ANRE a modificat prin **Ordinul nr. 16/24.03.2017 Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice** aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/2013.

Modificările efectuate asupra metodologiei au avut în vedere:

- eliminarea tarifelor zonale de transport, atât pentru componenta de introducere a energiei electrice în rețele, cât și pentru componenta de extragere a energiei electrice din rețele;
- introducerea de prevederi privind obligația constituirii de provizioane/rezerve reglementate pentru compensarea corecțiilor negative de venit;
- înlocuirea termenului *tarif de tranzit* cu termenul *tarif reglementat pentru schimburile de energie electrică cu țările perimetrice*;
- completarea prevederilor referitoare la asigurarea eficienței investițiilor incluse în baza reglementată a activelor operatorului;
- introducerea tarifelor dinamice;
- revizuirea modalității de stabilire a prețului mediu de achiziție energiei electrice pentru acoperirea CPT, recunoscut de autoritate la stabilirea tarifelor reglementate pentru serviciul de transport.

Astfel, prin eliminarea tarifelor diferențiate pe zone de rețea și înlocuirea cu un tarif unic pentru introducerea energiei electrice în rețea, respectiv un tarif unic pentru extragerea energiei electrice din rețea s-a implementat prevederea menționată în legislația primară în sensul asigurării serviciului public de transport al energiei electrice pentru toți utilizatorii rețelei electrice de transport (RET) la același tarif pentru întreg sistemul energetic național. Metodologia a fost armonizată cu prevederile Ordinului ANRE nr. 50/2016 privind aprobarea tarifului 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 precum și asigurarea schimburilor programate de energie electrică transfrontaliere cu țările perimetrice și ale Ordinului ANRE nr. 46/2016 pentru aprobarea Contractului-cadru pentru utilizarea Sistemului electroenergetic național pentru schimburile de energie electrică programate cu țările perimetrice, între Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica”- S.A. și beneficiar.

Metodologia a fost armonizată și cu prevederile art. 15 alin. (1), (5) și (7) din Legea eficienței energetice nr. 121/2014 cu privire la obligația ANRE de a elabora reglementări prin care operatorii de transport și de sistem și operatorii de distribuție de energie electrică și gaze naturale sunt obligați să pună la dispoziția

utilizatorilor de rețea servicii de sistem, pe măsura dezvoltării rețelelor inteligente, care să le permită acestora creșterea eficienței energetice inclusiv eficiența energetică a rețelelor. Totodată, ANRE are obligația de a include în metodologiile de stabilire a tarifelor de transport și distribuție reguli prin care operatorii de rețea sunt stimulați să îmbunătățească eficiența energetică a rețelelor, atât din punctul de vedere al planificării dezvoltării acestora cât și al operării și că tarifele permit furnizorilor de energie electrică să îmbunătățească participarea clienților finali la eficiența sistemului, inclusiv prin răspunsul la cerere. Drept urmare, începând cu anul 2019, s-a introdus obligația OTS de a oferi consumatorilor racordați la RET care doresc să pună la dispoziție servicii de sistem, tarife de transport dinamice, diferențiate în funcție de perioada de utilizare a puterii maxime, majorate pentru perioadele de vârf critice și, respectiv reduse pentru clienții finali care își reduc sarcina în perioadele de vârf critice, precum și diferențiate în timp real pentru perioadele de vârf de sarcină. Aplicarea acestor tarife facilitează și stimulează răspunsul la cerere.

În vederea creșterii nivelului de exigență privind investițiile realizate de OTS și a nivelului de transparență din partea ANRE cu privire la recunoașterea în tariful de transport a valorii investițiilor realizate, s-au introdus prevederi suplimentare privind fundamentarea planurilor anuale de investiții. Astfel, OTS are obligația de a transmite autorității competente documentele de promovare și de realizare a proiectelor de investiții, urmărindu-se analizarea eficienței acestora pe baza cuantificării ex-ante și ex-post a beneficiilor obținute în ceea ce privește îmbunătățirea nivelului de siguranță în funcționare și de fiabilitate a rețelei electrice de transport, precum și creșterea calității serviciului de transport.

Metodologia a fost completată cu prevederi specifice privind asigurarea de către OTS a unui provizion/rezervă reglementată care reprezintă o sumă destinată acoperirii diferenței dintre venitul realizat prin aplicarea tarifului și costurile reglementate ale serviciului de transport dintr-un an în care a fost aplicată o corecție negativă de venit ca urmare a rezultatelor înregistrate în anii anteriori.

S-au introdus completări la prevederile referitoare la prețul mediu de achiziție a energiei electrice pentru acoperirea CPT, aprobat de autoritate la stabilirea tarifelor reglementate pentru serviciul de transport al energiei electrice. Astfel, având în vedere că la achiziția energiei pentru acoperirea CPT în RET se înregistrează dezechilibre, s-a majorat prețul de referință cu un cost al dezechilibrelor recunoscut în limita unei creșteri cu 5 % a prețului de referință.

S-au introdus completări referitoare la determinarea costurilor cu amortizarea anuală a activelor noi înregistrate în contabilitate ca mijloace fixe în cadrul unei perioade tarifare, care se calculează folosind metoda liniară, cu aplicarea duratelor normale de viață reglementate, stabilite în cadrul unei anexe ce înglobează principalele mijloace fixe dintre activele operatorului. Prevederea are scopul de a stabili o durată mai mare de amortizare a mijloacelor fixe din RET, corespunzătoare duratei de utilizare a acestora, precum și armonizarea metodologiei cu prevederile similare aplicabile operatorilor de distribuție concesionari.

În aplicarea prevederilor metodologice menționate, tarifele pentru serviciul de transport se revizuiesc începând cu data de 1 iulie a fiecărui an. Prin urmare, în perioada aprilie – iunie 2017, ANRE a analizat propunerea fundamentată transmisă de OTS, a stabilit și a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 48/2017** tarifele pentru perioada 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018, având următoarele valori:

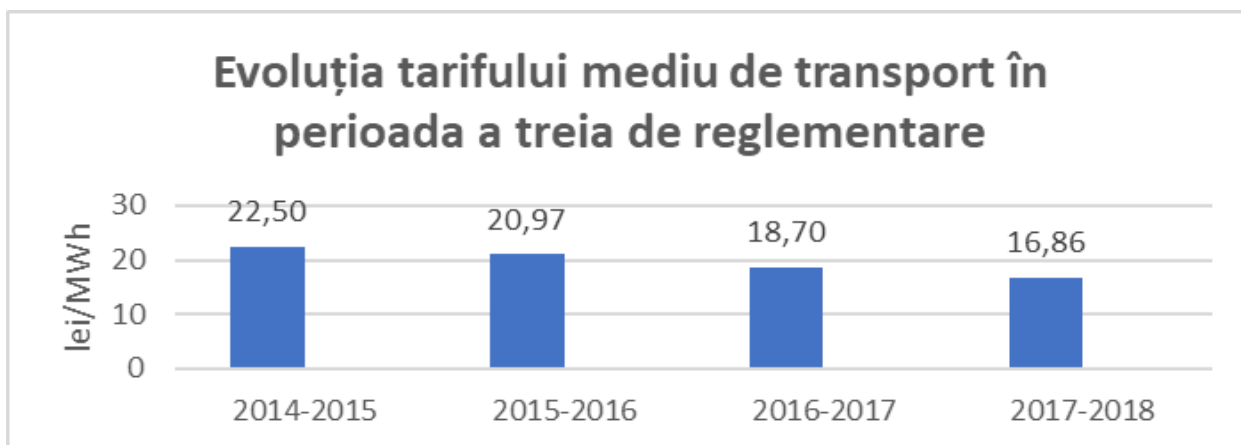
- tariful mediu de transport – 16,86 lei/MWh; acest tarif a înregistrat o scădere cu 9,8 % față de valoarea aprobată pentru perioada tarifară anterioară, respectiv perioada 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017;
- tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea - TG - 1,05 lei/MWh (s-au eliminat tarifele diferențiate pe zone de rețea); această componentă a înregistrat o scădere între 10



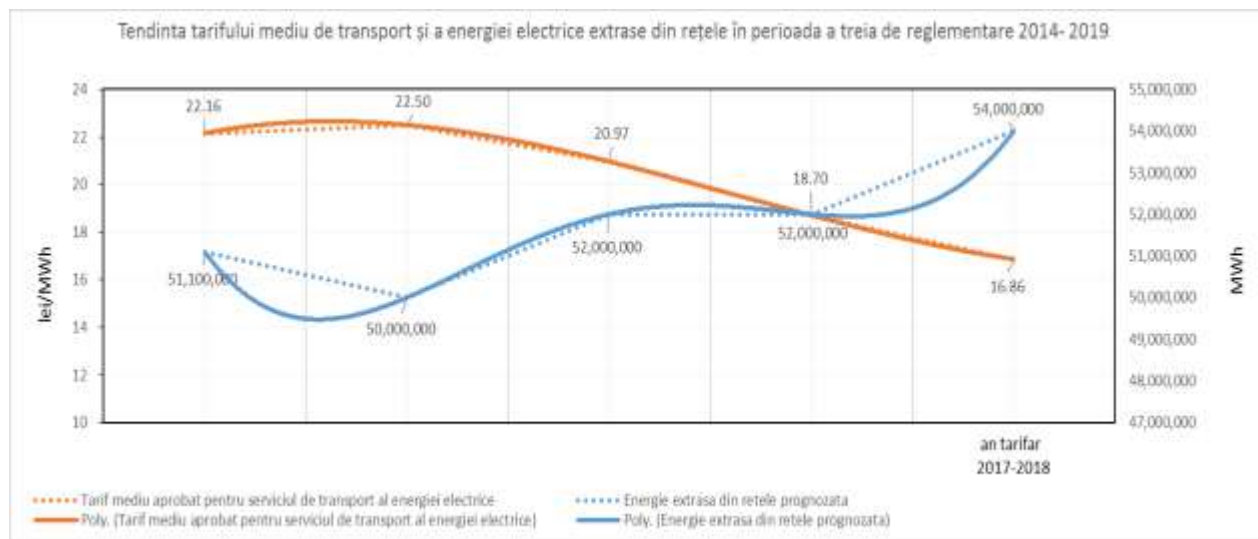
% și 31 % pentru zonele care aveau această componentă și o creștere de 100% pentru zonele în care acest tarif zonal era nul;

- tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețea TL – 15,73 lei/MWh, (s-au eliminat tarifele diferențiate pe zone de rețea); această componentă a înregistrat o scădere cuprinsă între 3 % și 17 % pentru zonele de consum, cu excepția zonei Oltenia unde s-a înregistrat o creștere cu 3,1 % față de tariful zonal;

Evoluția tarifului mediu de transport în perioada a treia de reglementare (2014- 2019), exprimat în termeni nominali ai fiecărui an, se prezintă în figura următoare:



Evoluția tarifelor de transport al energiei electrice prezentată în figura anterioară pune în evidență descreșterea în perioada a treia de reglementare a tarifului mediu de transport. Evoluția înregistrată a fost determinată în principal de evoluția venitului reglementat 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 a treia de reglementare.



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.

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 mediu ponderat calculat cu luarea în considerare a prețului mediu stabilit pe Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale în proporție de 80 % și a celui stabilit pe Piața Pentru Ziua Următoare în proporție de 20 %. Pentru al treilea an tarifar, la solicitarea OTS care a fost acceptată ca fiind justificată de ANRE, prețul mediu de vânzare a energiei electrice pe Piața Pentru Ziua Următoare s-a mediat ponderat cu cantitățile de CPT în RET realizate orar de OTS. S-a avut în vedere faptul că profilul orar al energiei aferente CPT realizat în RET este diferit de cel al energiei electrice tranzacționate pe această piață, care corespunde profilului energiei electrice consumate în SEN.

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.

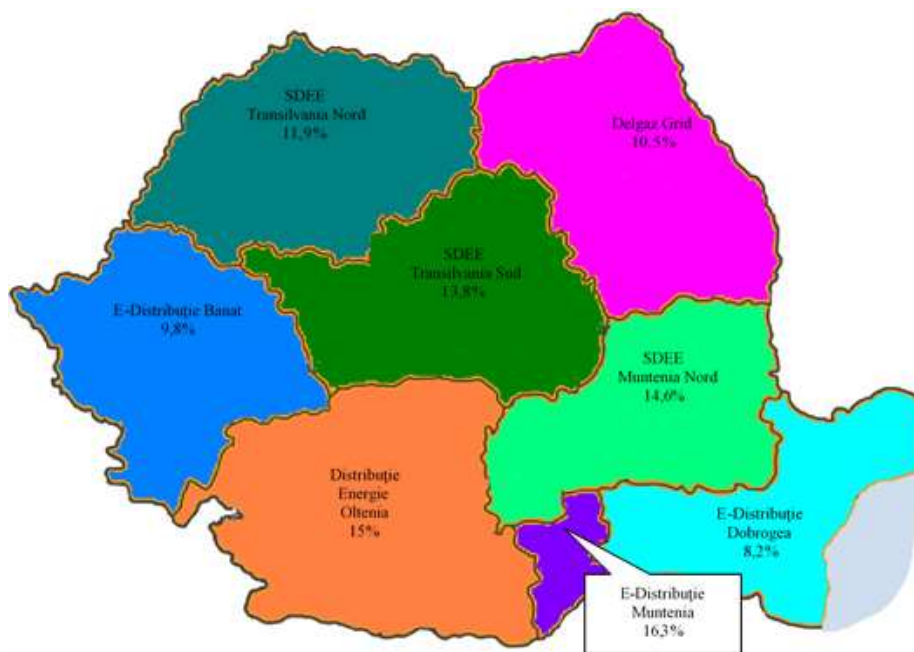
În ceea ce privește rezultatele financiare ale OTS, se menționează că acestea nu sunt determinate exclusiv de tarifele reglementate. Diferența constă în faptul că în situațiile financiare se evidențiază anumite costuri și venituri care nu sunt recunoscute în tarif, cum ar fi costurile și veniturile financiare, inclusiv cele rezultate din contribuții de la terți.

### ***Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice***

Tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aplicate de operatorii de distribuție concesionari în anul 2018, care reprezintă ultimul an al celei de-a treia perioade de reglementare (2014-2018), au fost aprobate prin **Ordinele ANRE nr. 111 până la 118 din 2017**. În figura următoare se prezintă repartitia pe țară, între cei opt operatori de distribuție concesionari, a energiei electrice în valoare cca. 44,3 TWh, care a fost distribuită în anul 2017.

În trimestrul IV al anului 2017 ANRE a analizat solicitările fundamentate ale operatorilor și a aprobat, prin Ordinele ANRE nr. 111 până la 118 din 2017, tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, care se aplică de operatorii de distribuție concesionari în anul 2018. La determinarea acestor tarife au fost aplicate prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 72/2013**, cu modificările și completările ulterioare. Astfel, tarifele specifice medii pe țară, pe niveluri de tensiune, calculate ca medie ponderată a tarifelor specifice aprobate pentru operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari pentru anul 2018 cu cantitățile distribuite de energie electrică sunt următoarele:

- tariful specific mediu pentru înaltă tensiune – 18,30 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru medie tensiune – 34,68 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru joasă tensiune – 107,05 lei/MWh.



Față de valorile tarifelor medii specifice calculate pentru anul anterior, tarifele medii au scăzut, înregistrând o variație de - 0,31 % la înaltă tensiune, - 1,98 % la medie tensiune și - 0,97 % la joasă tensiune, relevant pentru clienții casnici.

Tarifalul mediu pe țară calculat pentru anul 2018, de 100,7 lei/MWh, a înregistrat o scădere de cca. 1,08 % față de tariful mediu pe țară calculat pentru anul 2017, care a avut valoarea de 101,8 lei/MWh.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii de distribuție a energiei electrice care s-au aplicat în perioada 2014-2018 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 impunerii prin Metodologie a unor condiții mai stricte pentru recunoașterea costurilor (întărirea verificărilor, solicitarea de date și documente justificative suplimentare etc).

Actuala perioadă de reglementare 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.

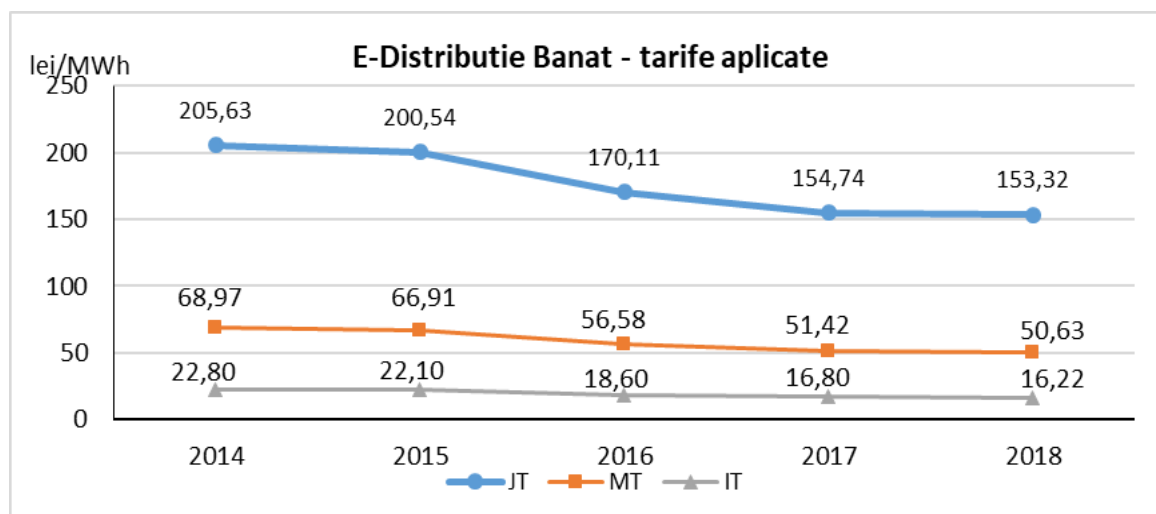
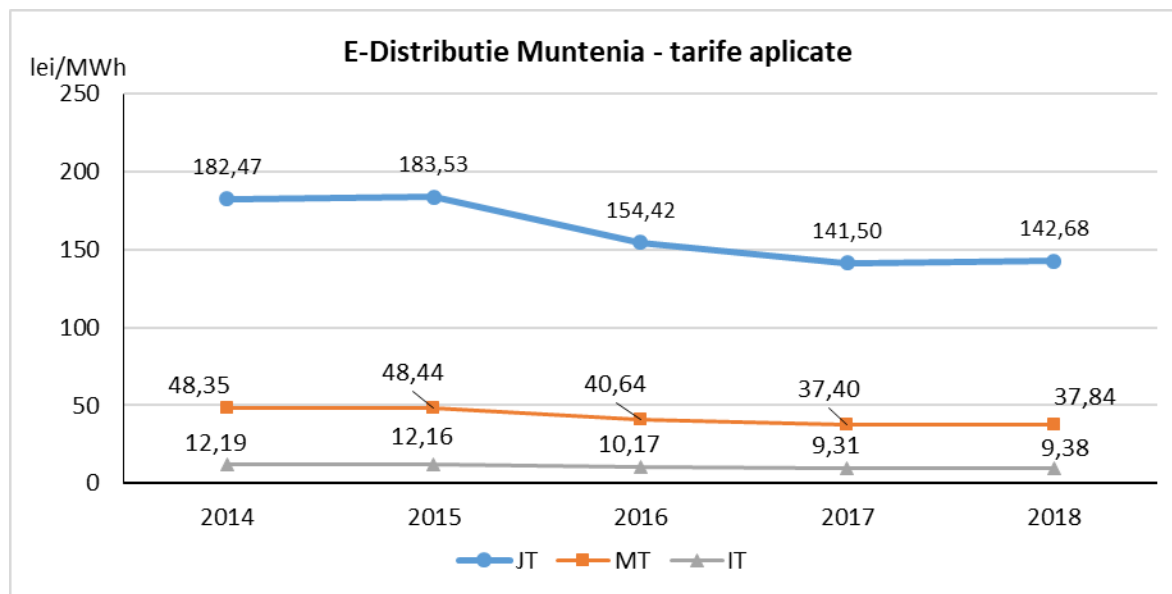
Pentru determinarea tarifelor de distribuție care se aplică în anul 2018, au fost calculate și aplicate corecțiile anuale de închidere a ultimelor patru luni ale anului 2016, precum și cele care au rezultat din datele realizate și estimate a fi realizate în anul 2017, care au fost aplicate veniturilor liniarizate prognozate pentru acest an. Au fost aplicate corecții valorice semnificative care au redus veniturile reglementate ale operatorilor de distribuție concesionari. Nivelul corecțiilor valorice anuale negative aplicate la stabilirea tarifelor pentru anul 2018 a rezultat în principal ca urmare a creșterii energiei electrice consumate, a reducerii rentabilității capitalului prin reducerea ratei reglementate a rentabilității la 7,7 % și prin eliminarea impozitului pe construcții speciale, începând cu data de 01 ianuarie 2017.

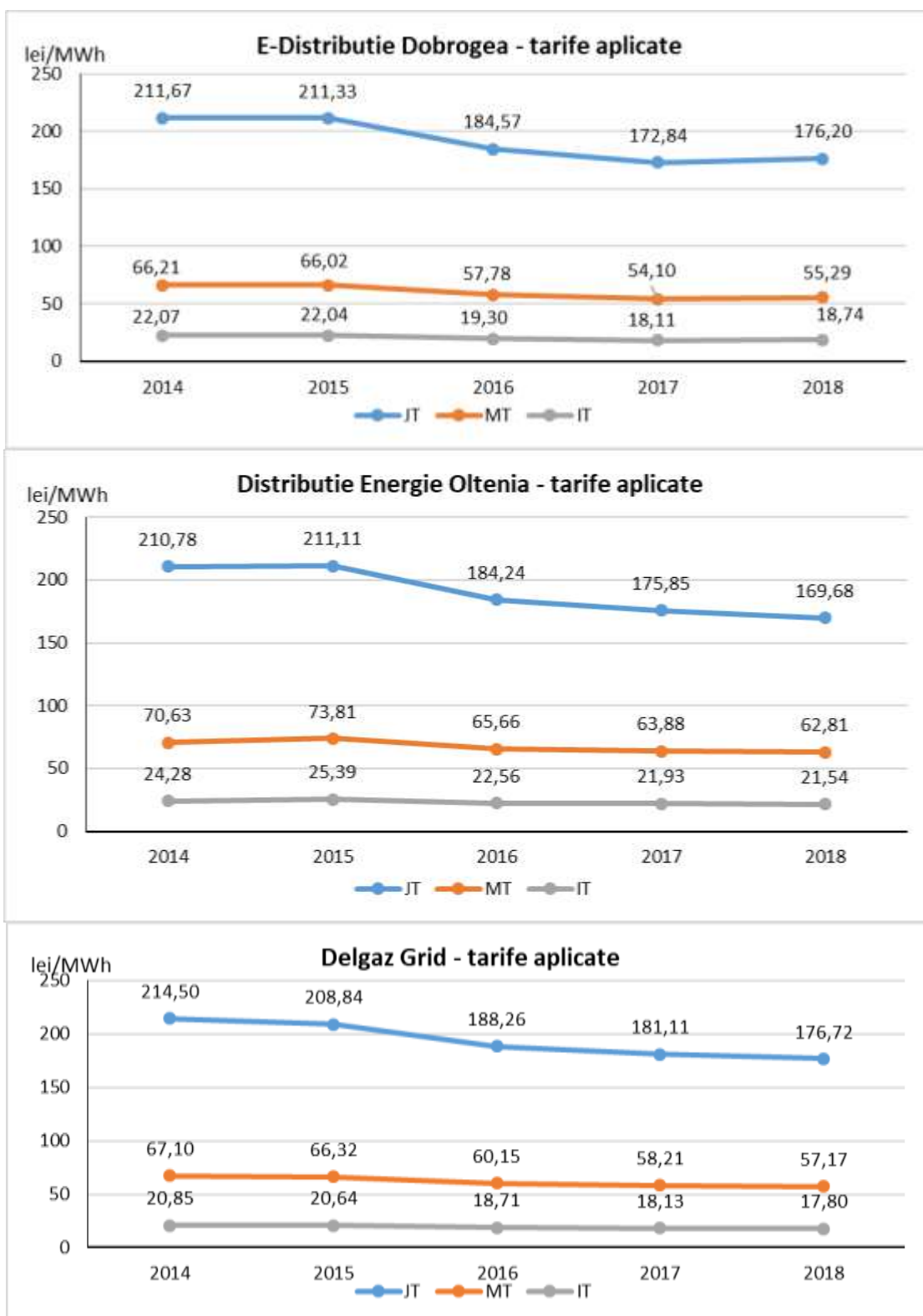
Se menționează că în aplicarea prevederilor art. 48 alin. (2) lit. (c) din Legea energiei electrice nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, conform cărora operatorii de distribuție concesionari, ca și operatorul de transport și de sistem, au obligația publicării costurilor privind operarea,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

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). 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 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. 15 % 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.

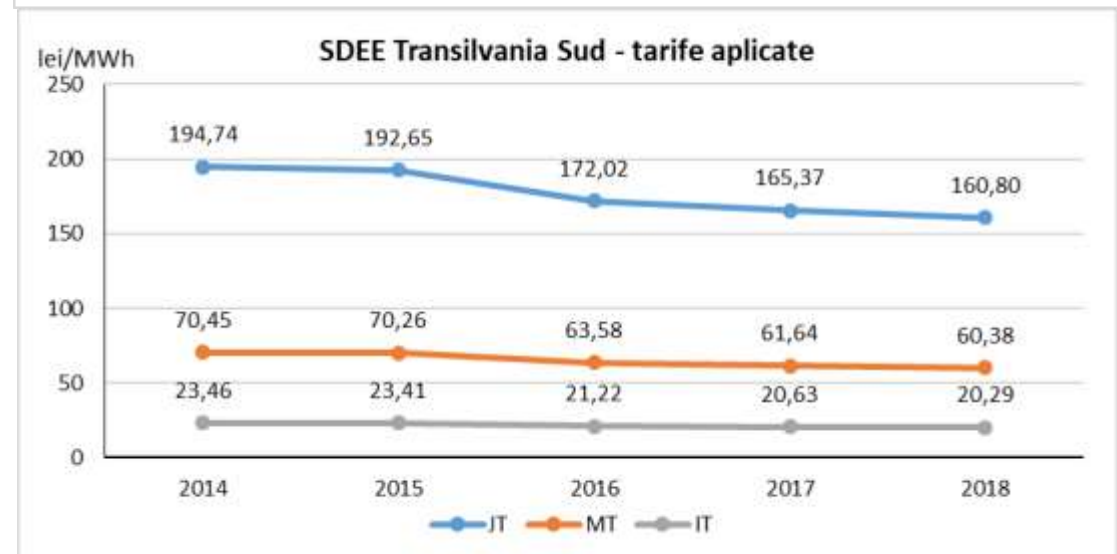
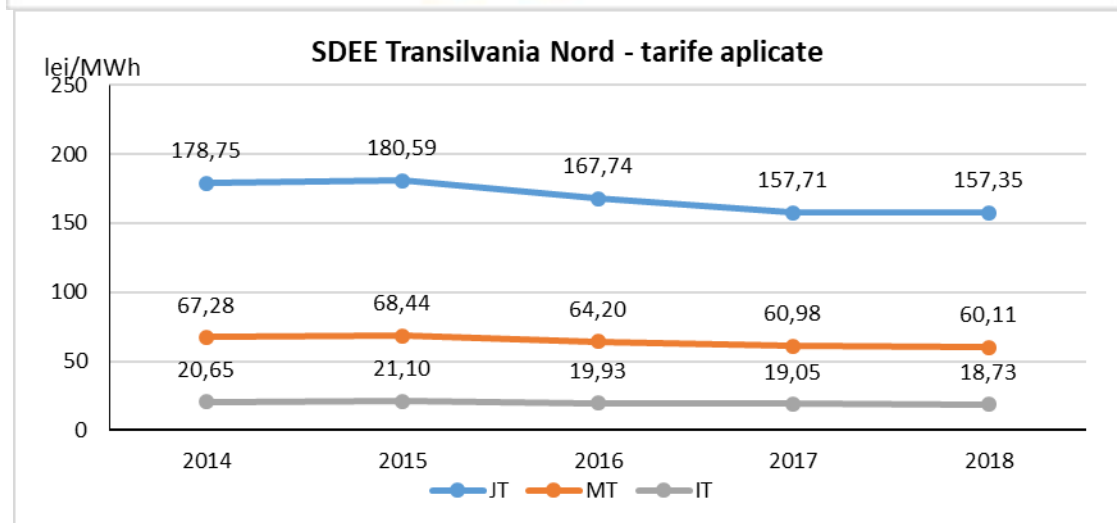
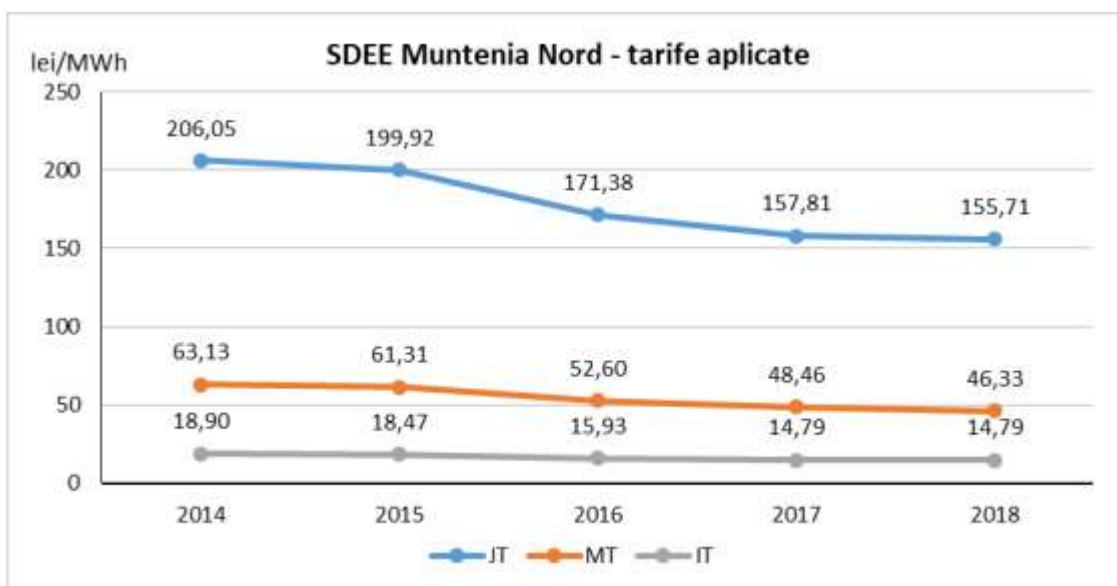
În România, urmărind evoluția structurii consumului de energie electrică din RED pe niveluri de tensiune în perioada 2008-2017, la înaltă tensiune, unde nivelul pierderilor este foarte mic, ponderea energiei electrice distribuite a scăzut în perioada 2008-2017 de la 24 % la 17 % din total, în timp ce la joasă tensiune unde nivelul pierderilor este foarte mare, ponderea energiei electrice distribuite a crescut în aceeași perioadă de la 44 % la 48 % din total.

În figurile următoare se prezintă evoluția tarifelor de distribuție aplicate de fiecare operator de distribuție concesionar în perioada 2014-2018, 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.

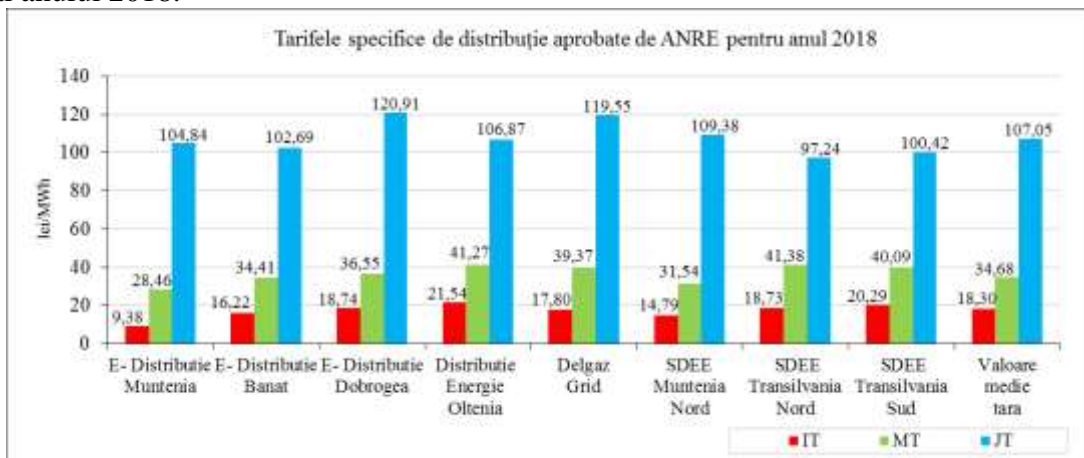








Comparația tarifelor specifice de distribuție aprobate de ANRE pentru anul 2018, pentru cei opt operatori de distribuție concesionari, se prezintă în figura următoare, în care valorile sunt exprimate în termenii nominali ai anului 2018.



### ***Tarifele pentru serviciul de distribuție prestat de operatorii de distribuție, alții decât operatorii concesionari***

Tarifele pentru serviciul de distribuție prestat de operatorii de distribuție alții decât operatorii concesionari sunt aprobate de ANRE la solicitarea operatorilor de distribuție care dețin, operează, întrețin și dezvoltă rețele de distribuție în cadrul parcurilor și platformelor industriale sau al unor zone delimitate patrimonial și care au racordați utilizatori – beneficiari ai serviciului de distribuție.

Tarifele sunt determinate pe baza *Metodologiei de stabilire a tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice de operatori, alții decât operatorii de distribuție concesionari*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 102/2016**. În cursul anului 2017, a fost aprobată o decizie privind aprobarea tarifului pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatori de distribuție, alții decât operatorii concesionari.

### ***Tarifele de racordare la rețelele de interes public***

Tarifele plătite de utilizatori operatorilor de rețea la racordarea locurilor lor de consum/producere la rețelele electrice de interes public se stabilesc de operatorii de rețea în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 11/2014**, cu modificările și completările ulterioare, și cuprind următoarele componente ale tarifului de racordare:

- TR - componenta corespunzătoare realizării instalației de racordare;
- TU - componenta corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații, pentru care au fost stabilite tarife specifice determinate pe bază de deviz general pentru un caz mediu, reprezentativ pentru tipul respectiv de instalație;
- TI – componenta de participare la finanțarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor (pentru racordarea unui loc de producere sau consum și producere), pentru care au fost stabilite tarife specifice „i”, corespunzătoare elementelor componente ale unei rețele electrice de interes public.

În situația racordării unui loc de consum la rețeaua de distribuție de joasă sau medie tensiune sau a racordării unui loc de producere la rețeaua de distribuție de joasă tensiune, mărimea componentei  $T_R$  a tarifului de racordare se determină pe baza indicilor specifici pentru realizarea capacităților energetice pe categorii de elemente de rețea, componente posibile ale unei instalații de racordare, conform unor scheme și condiții de realizare standard. În situația racordării locului de consum la rețeaua de distribuție de joasă sau medie tensiune, valoarea componentei TU a tarifului de racordare se calculează pe bază de tarife specifice. ANRE nu a modificat tarifele specifice și indicii specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, astfel încât în cursul anului 2017 au fost aplicate cele aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 141/2014**.

### ***Tarifele de emitere/actualizare a avizelor tehnice de racordare, a certificatelor de racordare și a avizelor de amplasament***

Pentru a evita perceperea unor tarife nejustificate pentru activitățile conexe procesului de racordare la rețelele electrice de interes public, ANRE a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 114/2014**, tarifele reglementate pentru emiterea/actualizarea avizelor tehnice de racordare, a certificatelor de racordare și a avizelor de amplasament, care au fost determinate conform prevederilor *Metodologiei de stabilire a acestor tarife*, aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 61/2014**.

În cursul anului 2017, ANRE a elaborat și a aprobat **Ordinul ANRE nr. 63/2017** pentru modificarea Ordinului ANRE nr. 114/2014 pentru aprobarea tarifelor de emitere și actualizare a avizelor tehnice de racordare, certificatelor de racordare și avizelor de amplasament.

Având în vedere modificarea Metodologiei, prin **Ordinul ANRE nr. 62/2017**, pentru a asigura o prezentare mai explicită a tuturor tipurilor de tarife stabilite de această metodologie, prin Ordinul ANRE nr. 63/2017 s-a realizat modificarea corespunzătoare a anexei la Ordinul ANRE nr. 114/2014, care cuprinde tarifele aplicate pentru emiterea documentelor menționate.

### ***Implementarea la nivel național a codurilor europene de acces la rețelele electrice de interes public în conformitate cu programele stabilite***

Referitor la **Regulamentul (UE) nr. 631/2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare**, în anul 2017, au fost aprobate:

- **Ordinul ANRE nr. 5/2017** privind *criteriile de acordare a derogărilor unităților generatoare și centralelor compuse din module generatoare de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din norma tehnică de racordare* prin (art. 61 al Regulamentului (UE) 2016/631),
- **Decizia ANRE nr. 730/2017** privind încadrarea ca tehnologie emergentă a tehnologiei utilizate de unitățile generatoare produse de societatea ÖkoFEN Forschungs-und Entwicklungs Ges.m.b.H.,
- **Decizia ANRE nr. 755/2017** privind încadrarea ca tehnologie emergentă a tehnologiei utilizate de unitățile generatoare produse de societatea Remeha B.V.,
- **Ordinul ANRE nr. 72/2017** privind *Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone* (art. 13 și ale art. 17÷19 din cadrul Regulamentului (UE) 2016/631),
- **Ordinul ANRE nr. 106/2017** privind *Metodologia de verificare/retragere a încadrării unităților generatoare realizate în tehnologie emergentă în/din categoria de instalații de producere a*

*energiei electrice care beneficiază de statutul de tehnologie emergent* (art. 30, 66, 67 și 70 din Regulamentul (UE) 2016/631).

Referitor la **Regulamentul (UE) nr. 1388/2016 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor**, în anul 2017, a fost aprobat:

- **Ordinul ANRE nr. 42/2017** privind *Criteriile de acordare a derogărilor locurilor/nodurilor de consum racordate la rețelele electrice de transport și de distribuție de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din norma tehnică pentru racordare* (art. 51 al Regulamentului (UE) nr. 2016 /1388),

Referitor la **Regulamentul (UE) 2016/1447 al Comisiei din 26.08.2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu** au fost aprobate:

- **Decizia ANRE nr. 473/2017** privind **Calendarul de implementare**,
- **Ordinul ANRE nr. 46/2017** privind *Criteriile de acordare a derogărilor pentru sistemele de înaltă tensiune în curent continuu care se racordează la rețeaua electrică de transport sau de distribuție și pentru modulele generatoare dintr-o centrală electrică care se racordează printr-un sistem de înaltă tensiune în curent continuu la rețeaua electrică de transport sau de distribuție de la obligația de îndeplinire a uneia sau mai multor cerințe din normele tehnice pentru racordare, aplicabile acestora* (art. 78 alin. (1) din Regulamentul (UE) 2016/1447).

#### 2.1.4. Aspecte transfrontaliere

Alocarea capacităților de transfer pe liniile de interconexiune ale SEN cu sistemele energetice vecine se desfășoară în vederea realizării tranzacțiilor de import/export și tranzit de energie electrică. Pe granițele României cu Ungaria, Bulgaria și Serbia alocarea capacităților se realizează prin mecanisme de piață, bilateral coordonat pe ambele direcții, pentru 100% din capacitatea de alocare, prin licitații pe termen lung (anuale și lunare) și termen scurt (zilnice și intra-zilnice) explicite sau implicite, în funcție de graniță și orizontul de timp.

Pe granița **României cu Ungaria**, licitațiile pentru alocarea pe termen lung se desfășoară explicit și sunt organizate de MAVIR (OTS-ul din Ungaria) pornind de la Regulile de Alocare Armonizată pe Termen Lung (HAR UE). Licitațiile intra-zilnice se desfășoară tot explicit și se află în organizarea CNTEE Transelectrica SA, în timp ce cele zilnice se fac implicit, prin mecanismul 4M MC (în regim cuplat cu piețele spot din Republica Cehă, Slovacia și Ungaria); în cazul unei situații de decuplare a celor 4 piețe pentru ziua următoare, alocarea se realizează prin licitații zilnice explicite, organizate de MAVIR (licitații umbră).

Pe granița **României cu Bulgaria**, alocarea de capacitate este de tip explicit pentru toate orizonturile de timp; organizatorul licitațiilor pentru termen lung este CNTEE Transelectrica SA, iar pentru cele zilnice ESO-EAD (OTS-ul din Bulgaria). Ca urmare a modificării regulilor de piață din Bulgaria, nu se efectuează licitații intra-zilnice.

Pe granița **României cu Serbia**, alocarea de capacitate este de tip explicit, licitațiile pe termen lung și cele intra-zilnice sunt organizate de CNTEE Transelectrica SA, iar cele zilnice cad în sarcina EMS (OTS-ul din Serbia).

Pentru licitațiile organizate pe granițele cu Ungaria și Bulgaria, s-a convenit pentru anul 2017 rezervarea unui procent din capacitatea de transport transfrontalieră pentru licitațiile zilnice, capacitatea oferită la

licitațiile lunare fiind calculată ca 80% din minimumul capacităților disponibile ale subperioadelor din lună. Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

De asemenea, pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia (începând din 2017) funcționează principiul UIOSI („*use it or sell it*” – „*ce nu folosești, vinzi*”), principiu în baza căruia capacitatea de interconexiune corespunzătoare drepturilor fizice de transport nenominalizate pentru alocarea pentru ziua următoare se returnează operatorului de transport și sistem în schimbul unei remunerări.

Pe granița **România-Ucraina**, alocarea capacităților de interconexiune se desfășoară prin licitații explicite pe termen lung, utilizarea acestor capacități fiind condiționată de acordul scris al Ukrenergo (OTS-ul din Ucraina). Pe granița cu **Republica Moldova**, exportul de energie electrică se poate realiza în insulă de consum, cu acordul distribuitorului din zonă, în anul 2017 nefiind organizate licitații lunare pe această graniță. Stabilirea valorii ATC disponibile pentru licitațiile zilnice și intra-zilnice (organizată pentru șase sesiuni de licitație) utilizează principiul de “netting”, iar participanții sunt obligați să respecte principiul parteneriatului exclusiv (1:1). Moneda de tranzacționare este euro.

Din datele publicate de CNTEE Transelectrica S.A. reiese faptul că cele mai mari prețuri la licitația anuală s-au înregistrat pe direcția export, similar anului anterior (între 2,21-2,82 euro/h\*MW în funcție de graniță), în timp ce la import interesul participanților pentru obținerea de capacitate la nivel anual a fost restrâns (sub 0,5 euro/h\*MW). Prețurile stabilite în urma licitațiilor lunare au variat în funcție de direcție și graniță. Prețuri lunare semnificative s-au înregistrat pe granița cu Ungaria și Bulgaria. La licitațiile pentru importul din Ungaria prețurile lunare au fost sub 0,5 euro/h\*MW, iar cele pentru export au variat în intervalul 0,87 - 7,78 euro/h\*MW). Pe granița cu Bulgaria, în primele 6 luni, interesul participanților a fost mai mare pentru export (variind între 0,84 - 2,51 euro/h\*MW), apoi s-a schimbat către import dinspre țara vecină, prețurile lunare rezultate din licitațiile lunare pe această relație crescând de la 2,05 în iulie la 6,21 euro/h\*MW în decembrie. Prețurile medii la licitațiile zilnice implicite pe granița cu Ungaria au atins cele mai ridicate valori în luna ianuarie 2017 (aproximativ 23 euro/h\*MW) și noiembrie (20 euro/h\*MW), în timp ce prețul congestiei a atins valori maxime orare în luna ianuarie (215,70 euro/h\*MW, în data de 11.01.2017, intervalul orar 17:00-18:00). Valoarea maximă orară a prețului congestiei din noiembrie a fost de 88,53 euro/h\*MW și s-a înregistrat în 30.11.2017.

Cele mai mari prețuri orare rezultate din licitațiile zilnice pe granița cu Bulgaria, s-au înregistrat pe direcția export în luna ianuarie 2017 (cca. 39 euro/h\*MW) și octombrie (cca. 32 euro/h\*MW), iar la import în lunile august (peste 57 euro/h\*MW) și noiembrie (50 euro/h\*MW). Pe granița cu Serbia, valori mari ale prețurilor orare au fost doar pe direcția export, maximele fiind în lunile decembrie (cca. 23 euro/h\*MW) și octombrie (cca. 21 euro/h\*MW). La licitațiile intra-zilnice organizate pe granițele cu Ungaria și Serbia, prețurile orare au fost nule sau apropiate de zero în majoritatea intervalelor orare din an.

La nivelul anului 2017, cea mai mare valoare a gradului de utilizare la export, calculat ca medie aritmetică a valorilor lunare, s-a înregistrat pe granița cu Serbia (cca. 77%), urmat de exportul către Ungaria (54%), în timp ce la import, cea mai utilizată graniță a fost cea cu Bulgaria (35%) și respectiv Ungaria (aproximativ 29%). Pe relația export Serbia, valorile gradului de utilizare au fost mari lună de lună, ajungând la un maxim în luna martie, când peste 95% din capacitate a fost utilizată. Luna cu gradul cel mai ridicat de utilizare pe relația export Ungaria a fost august (64% din capacitatea totală alocată).



Cea mai mare parte a veniturilor obținute de CNTEE Transelectrica SA din alocarea capacităților de interconexiune au provenit, ca și în anul precedent, din licitațiile pe termen lung (anual și lunar), valorile cele mai mari înregistrându-se pe direcția export spre Ungaria și Serbia. Veniturile din licitațiile intra-zilnice au avut valori nesemnificative, iar veniturile provenind din licitațiile zilnice au fost diminuate cu sumele destinate remunerării participanților pornind de la principiul UIOSI, utilizat pe granițele cu Ungaria, Bulgaria și Serbia.

Se consideră că există congestie pe o graniță atunci când nu poate fi garantat accesul solicitat la piață de către participanți. Pentru calculul frecvenței de apariție a congestiei (FC) la **alocările anuală și lunară** s-a utilizat următoarea formulă, prin raportare la întreg anul 2017:

$$FC (\%) = NzC * 100 / (365 - NzR)$$

unde:

- NzC este numărul zilelor cu congestie la alocarea ATC;
- NzR este numărul zilelor în care valoarea ATC este zero și corespunde retragerilor din exploatare pe granițele cu o singură linie de interconexiune (Serbia, Ucraina).

Pentru calculul frecvenței de apariție a congestiilor la **alocarea zilnică** (FzC) s-a utilizat următoarea formulă, prin raportare la întreg anul 2017:

$$FzC (\%) = NhC * 100 / Nh$$

unde:

- NhC este numărul orelor cu congestie;
- Nh este numărul total al orelor în care s-au organizat licitații.

În funcție de valoarea frecvenței de apariție a congestiei se alocă un **indice de severitate**, conform tabelului de mai jos:

Indice de severitate	0	1	2	3	4	5
Frecvența de apariție a congestiei	0%	1-25%	26-50%	51-75%	76%-99%	100%

În cazul **alocării anuale a ATC** frecvența de apariție a congestiilor, în anul 2017, pe fiecare graniță și direcție de schimb a fost de 100%.

Licitațiile anuale 2017	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO
Număr zile congestie	365	365	365	365	360	360	348	348
Număr zile retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singură linie de interconexiune)	-	-	-	-	5	5	17	17
Frecvența de apariție a congestiei la alocarea anuală (%)	100	100	100	100	100	100	100	100
Indice de severitate	5	5	5	5	5	5	5	5

Frecvența de apariție a congestiilor la **alocarea lunară a ATC**:

Licitațiile lunare 2017	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO
Număr zile congestie	364	357	365	365	344	111	0	212
Număr zile retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singură linie de interconexiune)	-	-	-	-	5	5	17	17
Frecvența de apariție a congestiei la alocarea lunară (%)	99.4	97.5	99.7	99.7	95.2	30.7	0.0	60.7
Indice de severitate	5	4	5	5	4	2	0	3



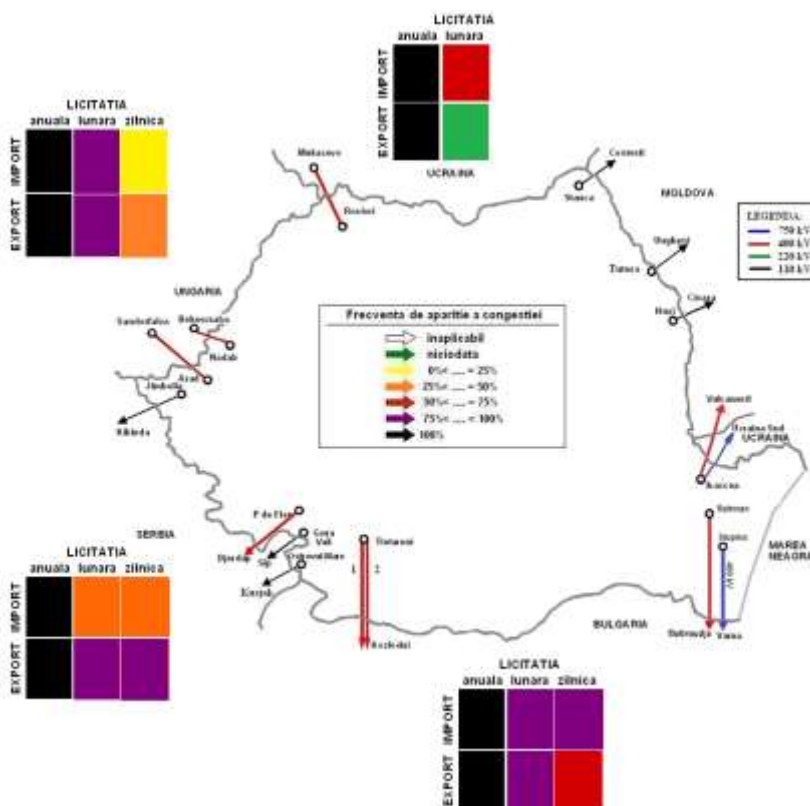
### Frecvența de apariție a congestiilor la **alocarea zilnică a ATC**:

Licitările zilnice 2017	Ungaria		Bulgaria		Serbia		Ucraina	
	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO	export RO	import RO
Număr ore congestie	1522	276	6201	6581	7884	2731	-	-
Număr ore licitație	3483	5275	8759	8760	8173	8640	-	-
Număr ore retrageri linii de interconexiune (pe granițele cu o singură linie de interconexiune)	-	-	-	-	120	120	408	408
Frecvența de apariție a congestiei la alocarea zilnică (%)	43.7	5.2	70.8	75.1	96.5	31.6	-	-
Indice de severitate	2	1	3	3	4	2	-	-

Pe granița cu Ucraina nu sunt organizate alocări zilnice.

În cazul **alocării intra-zilnice a ATC**, în anul 2017, pe granițele cu Ungaria și Serbia la alocările bilaterale coordonate nu s-au înregistrat congestii, cu excepția a 42 intervale orare pentru direcția export și a 39 intervale orare pentru direcția import pe granița cu Ungaria și a unui interval orar pe granița cu Serbia pentru direcția export.

Reprezentarea indicelui de severitate a congestiei la alocarea anuală, lunară și zilnică pe fiecare graniță și direcție de schimb pentru anul 2017 se regăsește în figura următoare:



#### Observații pentru direcția export:

- cele mai congestionate granițe au fost cele cu Bulgaria, Serbia și Ungaria;
- cea mai puțin congestionată a fost granița cu Ucraina, pentru licitațiile lunare;

Observații pentru direcția import:

- cele mai congestionate granițe au fost cele cu Bulgaria și Ungaria;
- cea mai puțin congestionată a fost granița cu Serbia, pentru licitațiile lunare și zilnice.

**Raportarea sumei veniturilor operatorului de transport și de sistem provenite din gestionarea congestiei în perioada 1 iulie 2017-30 iunie 2018** este întocmită în conformitate cu prevederile punctului 6.5 din Anexa 1 – Linii directoare privind gestionarea și alocarea capacității de transfer disponibile a interconexiunilor dintre sistemele naționale, a *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.*

Sunt prezentate **suma veniturilor colectate de operatorul de transport și de sistem** în cursul perioadei de 12 luni anterioare datei de 30 iunie 2018 și **modul de utilizare a veniturilor** în cauză, însoțit de rezultatele verificării care atestă că această utilizare este în conformitate cu cerințele Regulamentului și că toate veniturile provenite din congestii sunt destinate unuia sau mai multora dintre cele trei obiective prevăzute la art. 16 alin. (6) al acestuia.

În conformitate cu prevederile art. 16 (6) al *Regulamentului*, veniturile rezultate din alocarea capacităților de interconexiune se utilizează de operatorul de transport și de sistem, în următoarele scopuri:

- garantarea disponibilității reale a capacității alocate și/sau
- menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune prin investiții în rețele, în special investiții în noi interconexiuni sau
- ca venit care trebuie luat în considerare la calculul tarifelor de transport, până la o sumă maximă decisă de ANRE, în cazul în care acesta nu poate fi utilizat în mod eficient în scopurile menționate mai sus.

Operatorul de transport și de sistem român, CNTEE Transelectrica S.A., este responsabil pentru managementul veniturilor din congestii, rezultate din alocarea de capacitate de interconexiune între România și Serbia, Ungaria, Bulgaria, Ucraina și Moldova, obținută prin licitații anuale, lunare și zilnice.

În fiecare an, CNTEE Transelectrica S.A. transmite ANRE monitorizarea valorii veniturilor obținute din licitațiile organizate pentru alocarea capacităților de interconexiune pe granițe. Veniturile menționate, realizate în perioada 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018 se prezintă în tabelul următor.

Interconexiunea	Iul-17	Aug-17	Sep-17	Oct-17	Nov-17	Dec-17	Ian 18	Feb-18	Mar-18	Apr-18	Mai 18	Iun 18	Total
Romania - Serbia	1,651,309.27	1,513,346.82	1,125,907.80	1,260,945.94	1,371,239.52	1,892,967.12	1,653,940.85	1,740,200.88	1,189,362.86	950,060.90	965,391.22	788,689.47	16,103,362.66
Serbia - Romania	28,719.39	24,109.31	31,519.41	38,135.63	44,891.30	18,534.46	21,246.57	22,817.35	51,569.75	62,548.03	82,584.39	101,018.39	527,693.98
Romania - Bulgaria	505,049.55	528,944.90	534,839.00	634,102.68	506,342.07	645,691.60	480,508.15	680,035.29	1,057,890.29	716,156.39	546,333.66	1,217,959.18	8,053,852.76
Bulgaria - Romania	1,086,695.28	1,862,757.19	1,292,281.22	859,298.02	2,153,712.14	1,846,337.28	904,052.47	545,207.60	597,161.31	505,263.23	524,624.98	765,268.29	12,942,659.01
Romania - Ungaria	2,330,047.70	2,311,432.83	1,939,006.90	1,869,231.92	2,116,274.81	2,660,104.57	2,107,818.72	2,280,642.76	2,305,896.32	2,250,745.73	1,200,678.98	1,522,338.35	24,894,219.59
Ungaria - Romania	215,030.56	333,083.33	554,399.29	267,478.65	223,421.38	240,051.24	325,710.38	271,291.10	249,179.65	242,396.62	345,318.79	246,998.85	3,514,359.85
Romania - Ucraina	45,859.90	45,739.37	25,079.38	44,734.19	44,500.10	46,187.34	22,371.34	0.00	0.00	0.00	0.00	1,008.41	275,480.03
Ucraina - Romania	253,747.24	7,066.01	212,568.37	87,681.82	81,874.31	81,315.88	158,320.22	9,349.00	0.00	0.00	16,500.29	30,213.68	938,636.82
Romania - Moldova		0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0	0.00
Moldova - Romania		0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00	0	0.00
<b>T O T A L</b>	<b>6,116,458.89</b>	<b>6,626,479.76</b>	<b>5,715,601.37</b>	<b>5,061,608.85</b>	<b>6,542,255.64</b>	<b>7,431,189.50</b>	<b>5,673,968.70</b>	<b>5,549,543.98</b>	<b>5,451,060.17</b>	<b>4,727,170.90</b>	<b>3,681,432.32</b>	<b>4,673,494.62</b>	<b>67,250,264.70</b>

\* Veniturile realizate din alocarea capacităților de interconexiune a SEN cu sistemele electroenergetice vecine includ veniturile din licitațiile zilnice și intrazilnice pe granița cu Ungaria, Bulgaria și Serbia, precum și veniturile obținute din congestiile rezultate la cuplarea prin preț a piețelor pentru ziua următoare a României, Cehiei, Slovaciei și Ungariei (proiectul 4M MC)

Analiza sumelor încasate indică faptul că cca. 73 % din venituri provin din licitații ale capacității pentru export și cca. 27 % pentru import. Repartiția pe graniță indică faptul că 42,2 % din venituri provin din capacitatea alocată între România și Ungaria, 25 % din licitații de alocare a capacității între România și Serbia și 31 % din licitații de alocare a capacității între România și Bulgaria. Doar 1,8 % din venituri provin din licitații de alocare a capacității între România și Ucraina.

În perioada cuprinsă între 1 iulie 2017 și 30 iunie 2018, CNTEE Transelectrica S.A. a înregistrat venituri din congestii în valoare totală de 67.250.264 lei, ceea ce reprezintă la un curs mediu leu/euro de 4,6269 lei/euro, suma de 14.534.627 euro. Având în vedere prevederile legislației naționale, aceste sume se regăsesc în cadrul profitului anual brut obținut de companie și au fost reduse prin alocarea profitului pe destinații, în conformitate cu prevederile *Ordonanței Guvernului nr. 64/2001 privind repartizarea profitului la societățile naționale, companiile naționale și societățile comerciale cu capital integral sau majoritar de stat, precum și la regiile autonome*, cu modificările și completările ulterioare. Astfel, după aplicarea impozitului pe profit, de 16 % și a rezervei legale de 5 %, suma rămasă și depusă în perioada 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018 în contul special destinat a fost de 53.665.710 lei (11.598.632 euro). Suma totală în contul distinct, dedicat la data de 30.06.2018 este de 269.905.423 lei după aplicarea impozitului pe profit și a rezervei legale, ceea ce reprezintă 60.106.207 euro.

Aceste venituri au fost utilizate după cum urmează:

a) pentru menținerea sau creșterea de disponibilității prin investiții în rețele, în conformitate cu art. 16 (6) lit. b) al *Regulamentului*, în perioada 1 ianuarie -30 iunie 2018 a fost utilizată suma de 14.085.964 lei (3.026.831 euro) și, respectiv în întreaga perioadă 1 ianuarie 2013- 30 iunie 2018, suma 162.420.140 lei (36.182.877 euro);

b) pentru garantarea disponibilității reale a capacității alocate, în conformitate cu art. 16 (6) lit. a), nu au fost utilizate fonduri rezultate din veniturile provenite din congestii;

c) La stabilirea tarifului pentru serviciul de transport, în vigoare începând cu 1 iulie 2018, în conformitate cu prevederile 16 alin. (6), al doilea paragraf al *Regulamentului (CE) nr. 714/2009*, ANRE a aprobat utilizarea de către CNTEE Transelectrica S.A. a unei sume estimată la 17,9 milioane lei (3,87 milioane euro) din veniturile realizate din gestionarea congestiei în perioada 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018, pentru acoperirea costurilor înregistrate în aceeași perioadă cu comerțul transfrontalier aferente exportului de energie electrică (mecanism ITC). Acestei sume i se aplică o corecție de 0,4 milioane lei rezultată din închiderea anului tarifar 1 iulie 2016-30 iunie 2017 și înregistrată în contabilitatea societății la finele anului în curs.

CNTEE Transelectrica S.A. a raportat în perioada analizată următoarele cheltuieli pentru realizarea de investiții finanțate din veniturile realizate din alocarea capacității de interconexiune (art. 16 (6) lit. b) al *Regulamentului*) :

Pozitia din Anexa F2 la Planul de Dezvoltare 2018-2027	Denumire proiect	Plati 2013	Plati 2014	Plati 2015	Plati 2016	Plati 2017	Plati ian-iunie 2018	TOTAL Plati 2013 - 30.06.2018	Observatii
F4	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) - proiect nr. 25	356,936	4,018,228	34,716,516	21,361,325	26,138,958	13,156,028	99,747,992	In anii 2009-2013 s-a derulat proiectarea. Inceperea executiei conditionata de emiterea HG de aprobare indicatori tehnico-economici si demarare procedurilor de expropriere. TEL a depus documentatia pentru HG in data de 12.02.2013, HG a fost emis in august 2014. Contractul de executie lucrari a demarat in octombrie 2014. Continuarea lucrarilor pe suprafetele impadurite este conditioana de emiterea HG pt scoatere din circuitul forestier. TEL a depus documentatia pt emiterea acestei HG in data de 20.02.2014, HG a fost emisa in 13.10.2015. Intarzieri cauzate de modificarea normelor de aplicare a Codului silvic. - Realizat PIF in perioada 29 - 30.03.2018 -valoare 98.590.975,66 lei

F1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad - Etapa I: - LEA 400kV s.c. Portile de Fier - (Anina) - Resita (proiect nr. 26) + extinderea statiei Portile de Fier (proiect nr.382) + Statia Resita (proiect nr.383)	2,278,157	6,881,316	63,605,771	-25,646,091	9,995,497	524,259	57,638,910	<p>Proiectare derulata in perioada 2009-2013 SF integrator pentru cele 3 etape ale Axului Banat Extinderea statiei 400 kV Portile de Fier.</p> <p>Executia lucrarilor pentru Extinderea statiei 400 kV Portile de Fier a demarat in anul 2013, PIF august 2016, valoare totala 13.061.040 lei.</p> <p><u>LEA 400 kV s.c. Portile de Fier - (Anina) - Resita</u></p> <p>Pentru proiectele LEA 400 kV Portile de Fier- Anina - Resita si Statia 400/220/110 kV Resita s-au depus documentatiile pentru emiterea HG pt aprobare indicatori tehnico-economici si demararea procedurilor de expropriere in martie 2014. HG s-a emis in decembrie 2016.</p> <p><u>LEA 400 kV s.c. Portile de Fier - (Anina) - Resita</u></p> <p>In data de 29.10.2015 s-a semnat contractul de executie in valoare de 122.931.480 lei.</p> <p><b>Tronsonul Anina-Resita:</b> - ; Termenul PIF pentru tronsonul Anina-Resita este data de 03.12.2018.</p> <p><b>Tronsonul Portile de Fier-Anina:</b> - Pentru acest tronson termenul de PIF este de 24 luni de la data ordinului de incepere care va fi dat dupa obtinerea HG de scoatere din fond forestier.</p> <p>Documentatia pentru HG fond forestier a fost revizuita. Au fost obtinute avizele de la Garda Forestiera TM nr. 3887/04.04.2018 si Garda Forestiera Valcea nr. 4/04.07.2018; Documentatia pentru promovarea HG de fond forestier a fost depusa la Ministerul Apelor si Padurilor in data de 10.07.2018</p> <p><u>Statia 400/220/110 kV Resita</u></p> <p>Contractul de executie pentru statia Resita a fost semnat in 29.07.2015. Lucrarile au fost stopate din decembrie 2016 iar Contractul a fost denuntat de executant in data de 10.07.2017 datorita problemelor financiare ale acestuia (Elcomex SA care a intrat in insolventa in aprilie 2017).</p> <p><b>Pentru recontractare si reluare lucrari:</b></p> <p>A) - Contractul de furnizare pentru echipamente secundare și servicii asociate atribuit prin procedura NFIP a fost semnat in 11.05.2018.</p> <p>B) Documentatia de atribuire (pentru partea de licitatie) pentru echipamente primare si servicii adiacente s-a postat in SICAP in data de 14.05.2018 fiind respinsa de ANAP in data de 05.06.2018.</p> <p>Estimare semnare contract si emitere Ordin incepere lucrari: ianuarie 2019</p>
F5	LEA 400 kV d.c. (1 c.e) Gutinas-Smardan (proiect nr.779,133)	13,553	17,485	6,060	40,100	466,920	7,636	551,754	<p>- Studiul de fezabilitate a fost revizuit și avizat în CTES Transelectrica – Aviz nr. 100/07.06.2016;</p> <p>- A fost obținut Acordul de Mediu nr. 8/27.11.2013, actualizat pentru culoarul LEA 400 kV modificat prin Decizia Agenției Naționale pentru Protecția Mediului nr.23/15.10.2015.</p> <p>- A fost obținut Ordinul Ministerului Economiei nr.743/11.07.2017 privind aprobarea indicatorilor tehnico-economici;</p> <p>- A fost obținută Hotărârea de Guvern nr. 844/2017 pentru aprobarea amplasamentului și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere al lucrării de utilitate publică de interes național;</p> <p>- A fost finalizat proiectul tehnic și caietul de sarcini ca urmare a obținerii HG 844/2017 pentru aprobarea amplasamentului;</p> <p>- Au fost depuse documentațiile pentru aprobarea scoaterii definitive și ocupării temporare din fondul forestier a terenurilor necesare pentru realizarea investiției la Romsilva (pentru județele Bacău și Vrancea);</p> <p>- Au fost emise deciziile de expropriere conform prevederilor Legii 255/2010.</p> <p>- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2020-2022.</p>
F7	LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Stalpu si racord in statia Gura Ialomitei (linie noua) (proiect nr.31)	2,389	3,282	8,159	5,892	1,020	29,302	50,043	<p>- Studiul de fezabilitate (SF) a fost finalizat, aprobat în Consiliul de administrație al CNTEE Transelectrica SA prin Decizia nr. 7 din 06.03.2012 și actualizat (devizul general și indicatorii tehnico-economici) prin Decizia Directoratului nr. 343/16.04.2015.</p> <p>- A fost elaborat studiul topocadastral și situația juridică a terenurilor;</p> <p>- S-a obținut Acordul de mediu nr. 1/07.04.2014;</p> <p>- A fost elaborat Proiectul Tehnic și Caietul de sarcini;</p> <p>- A fost obținut Ordinul MECRMA nr. 1444/2016 de aprobare a indicatorilor tehnico-economici;</p> <p>- Datorită modificării valorii investiției a fost obținut Ordinul Ministrului Economiei nr.745/11.07.2017, de modificare a Ordinului MECRMA nr. 1444/2016 de aprobare a indicatorilor tehnico-economici;</p> <p>- A fost obținută Hotărârea de Guvern nr. 805/2017 pentru aprobarea amplasamentului și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere al lucrării de utilitate publică de interes național;</p> <p>- Urmare a depunerii aplicației în data de 9 octombrie 2017 la CE, proiectul LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpu primit aviz favorabil pentru finanțare sub formă de grant, prin intermediul instrumentului financiar Connecting Europe Facility (CEF). Conform acestui mecanism de sprijin financiar instituit prin Regulamentul UE nr. 1316/2013, cuantumul asistenței financiare din partea UE este de maxim 50% din costurile eligibile ale lucrărilor, respectiv suma de 27 085 000 Euro.</p> <p>- Contractul de finanțare INEA/CEF/ENER/M2017/1509097 pentru grant prin intermediul instrumentului financiar Connecting Europe Facility (CEF) a fost semnat în data de 20.04.2018;</p> <p>- Pentru LEA 400 kV Cernavodă – Stâlpu au fost obținute Autorizațiile de construire nr. 10/27.04.2018 emise de Consiliul Județean Ialomița și respectiv 24/22.06.2018 emise de Consiliul Județean Constanța;</p> <p>- Procedura de achiziție a lucrărilor de construcție este în curs de derulare; Documentatia postata pe SEAP pentru validare la ANAP din data de 25.06.2018</p> <p>- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2019-2021</p>
F9	Statia 400 kv Stalpu(statie noua) + Modernizare celule 110 kv si medie tensiune (proiect nr.	0	89,500	64,000	49,556	56,425	6,401	265,882	<p>- Documentatia de Atribuire publicata pe SEAP in 07.05.2018, avand data de depunere oferte 18.06.2018;</p> <p>- In perioada de clarificari. Prolungire termen de depunere oferte: 23.07.2018</p> <p>- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2019 - 2021</p>
F10	LEA 400 kV Gadalin - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN (proiect nr.20)	317,094	5,126	4,679	715,704	14,700	359,854	1,417,157	<p>- In derulare proiectare si obtinere avize. Obtinerea avizului de mediu a durat 40 luni. Au avut loc mai multe modificari de traseu solicitate de primariile localitatilor de pe traseul LEA si de MAPN, datorita intarzierilor in emiterea avizului de mediu. A fost necesara reobtinerea certificatelor de urbanism. In curs obtinerea Acordului de mediu.</p> <p>- Urmeaza: Avizare PT + CS refacut dupa ultimul traseu al LEA avizat si actualizare PT + CS pentru celule; Elaborare documente pentru HG expropriere</p> <p>Valoare estimata 428.228.000 lei,</p> <p>- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2022 - 2027</p>
F11	LEA 400 kV Suceava - Balti, pentru portiunea de proiect de pe teritoriul României (proiect nr.21)	575,207	165,945	940,000	246,374	818,392	2,485	2,748,403	<p>- Studiul de fezabilitate si Avizul de mediu sunt finalizate.</p> <p>- In prezent se deruleaza etapa de obtinere a avizelor solicitate prin CU (Certificat de urbanism) si a Acordului de mediu.</p> <p>- Construcția LEA 400kV Suceava - Balti se va derula intre anii 2019 –2023;</p> <p>implementarea proiectului este condiționată de:</p> <p>- Obținerea avizelor, acordurilor, autorizațiilor, a planurilor parcelare si a hotararilor de guvern pentru expropriere si scoatere din fond forestier;</p> <p>- Continuarea proiectarii de catre Moldelectrica pentru portiunea de pe teritoriul Republicii Moldova</p> <p>- In 6.03.2018 s-a predat la MEC documentatia pentru emitere OM indicatori si HG expropriere;</p> <p>- S-a semnat actul adițional nr.5, de prelungire a duratei contractului cu 6 luni</p> <p>- S-a emis Ordinul Mec. Nr 848/05.07.2018 de aprobare indicatori th-ec</p> <p>- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: Estimarea anuala a cheltuielilor si anul de PIF - dupa aprobare finantare Rep. Moldova</p>
TOTAL		3,543,336	11,180,883	99,345,186	-3,227,140	37,491,912	14,085,964	162,420,140	

La data întocmirii prezentului raport, la dispoziția CNTEE Transelectrica S.A. a rămas suma de 107,485,283 lei (23.096.736 euro), depusă în contul dedicat, în vederea utilizării în conformitate cu prevederile art. 16 (6) al *Regulamentului*.

Calculul explicit al veniturilor din alocarea capacităților de interconexiune realizate în perioada 1 ianuarie 2013 – 30 iunie 2018 și virate într-un cont distinct								
		2013	2014	2015	2016	2017	ian-iunie 2018	Total
		lei	lei	lei	lei	lei	lei	2013-
		(euro)	(euro)	(euro)	(euro)	(euro)	(euro)	iunie 2018
cont 704.05	Venituri din alocarea capacității de interconexiune, din care:	23.459.854	78.213.260	102.160.979	82.232.459	75.726.834	29.756.670	391.550.056
	Venituri utilizate în reducerea tarifului de	(5.308.860)	(17.597.368)	(22.983.347)	(18.311.316)	(16.577.315)	(6.394.196)	(87.172.402)
	Venituri care urmează să se repartizeze	-	-	17.729.577	18.845.650	16.747.481	-	53.322.708
	Rezerva legală 5%	23.459.854	78.213.260	84.431.402	63.386.809	58.979.353	29.756.670	338.227.347
	Impozit 16%	1.172.993	3.910.663	4.221.570	3.169.340	2.948.968	1.487.833	16.911.367
cont distinct		3.565.898	11.888.416	12.833.573	9.634.795	8.964.862	4.523.014	51.410.557
	Venituri virate	18.720.963	62.414.181	67.376.259	50.582.674	47.065.524	23.745.822	269.905.423
		(4.236.470)	(14.042.699)	(15.157.763)	(11.263.622)	(10.303.085)	(5.102.568)	(60.106.207)
	Sold la începutul anului	-	15.177.627	66.410.926	34.442.000	88.251.813	97.825.425	
			(3.414.847)	(14.940.591)	(7.669.458)	(19.319.151)	(21.020.999)	
	Total venituri virate	18.720.963	77.591.808	133.787.185	85.024.674	135.317.337	121.571.247	269.905.423
	(4.236.470)	(17.457.546)	(30.098.354)	(18.933.080)	(29.622.236)	(26.123.568)	(60.106.207)	
Plati efectuate	3.543.336	11.180.883	99.345.186	-3.227.140	37.491.912	14.085.964	162.420.140	
	(801.841)	(2.515.611)	(22.349.873)	(-718.611)	(8.207.332)	(3.026.831)	(36.182.877)	
Sold final=Venituri virate-Plati efectuate	15.177.627	66.410.926	34.442.000	88.251.813	97.825.425	107.485.283	107.485.283	
	(3.434.629)	(14.941.935)	(7.748.481)	(19.651.691)	(21.414.904)	(23.096.737)	(23.096.737)	

## Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din țări

Cooperarea regională privind proiectele de infrastructură reprezintă o dimensiune importantă a activității CNTEE Transelectrica SA în ceea ce privește colaborarea cu sistemele electroenergetice din țările vecine. În acest context, atenția OTS s-a concentrat pe continuarea proiectelor de infrastructură menite să crească capacitatea de interconexiune pentru îmbunătățirea schimburilor reciproce de energie dintre sistemele vecine și eliminarea unor eventuale congestii. Ca urmare au fost continuate proiectele cu Serbia, Republica Moldova și Turcia.

### Proiecte de cooperare dintre România și Republica Moldova

Cadrul general de cooperare în domeniul energiei electrice între cele două țări este reglementat prin **Memorandumul de Înțelegere semnat între Guvernele României și Republicii Moldova în anul 2015**. Conform acestui Memorandum de Înțelegere, pe domeniul energiei electrice s-a format un Grup de lucru la care participă specialiștii la nivel de Ministere de resort și Companii de Transport al energiei electrice din cele două țări (CNTEE Transelectrica SA și ÎS Moldelectrica SA).

#### 1. Interconectarea sincronă a sistemului din Republica Moldova cu sistemul Europei Continentale (ENTSO-E)

Cererea privind analizarea interconectării sincrone a sistemelor energetice ale Republicii Moldova și Ucrainei cu sistemul european, a fost aprobată de UCTE (actual ENTSO-E) în noiembrie 2006. Cererea de interconectare a fost făcută considerând că sistemele electroenergetice ale Ucrainei și Moldovei vor forma un singur “bloc de reglaj (control bloc)”. CNTEE Transelectrica SA a fost parte susținătoare a procesului de interconectare sincronă. Procesul de interconectare sincronă la rețeaua de transport a energiei electrice europene, este coordonat de ENTSO-E. CNTEE Transelectrica SA este membră a acestei asociații și, în această calitate, sprijină interconectarea sincronă (este “supporting party”) cu sistemele electroenergetice din Republica Moldova și Ucraina.



Studiul de fezabilitate a fost realizat în perioada noiembrie 2014 - februarie 2016 luând în considerare următoarele linii electrice aeriene (LEA) de interconexiune între sistemele din România și Republica Moldova:

- LEA 400kV Isaccea (RO)-Vulcănești (RM) simplu circuit (linie electrică existentă),
- LEA 400kV Suceava (RO)-Bălți (RM) simplu circuit (proiect aflat în planul de dezvoltare pe 10 ani al CNTEE Transelectrica SA).

Având în vedere că IS Moldelectrica și Ukrenergo au aplicat pentru interconectarea sincronă în ideea de a forma împreună un bloc de control, finalizarea cu succes și durata procesului de interconectare depinde de implicarea ambelor părți pe tot parcursul proiectului, pentru implementarea măsurilor prevăzute în Catalogul de Măsuri ca fiind necesare pentru fiecare sistem.

În iunie 2017 au fost semnate de către Ukrenergo, Moldelectrica și majoritatea OTS din Europa Continentală, Acordurile asupra condițiilor de interconectare a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul Europei Continentale, prin care s-a agreat următorul road-map al acțiunilor premergătoare interconectării:

- Se vor realiza studii suplimentare necesare pentru definirea în detaliu a tuturor măsurilor tehnice necesare (termen de finalizare - doi ani de la semnarea acordului). Studiile vor fi realizate de un consorțiu de Operatori de Transport și de Sistem membri ENTSO-E. CNTEE Transelectrica SA va fi lider de consorțiu. Studiile suplimentare vor analiza fezabilitatea tehnică a interconectării sincrone cu rețeaua actuală (fără proiecte de dezvoltare) și vor prezenta în detaliu toate măsurile tehnice necesare pentru stabilitatea sistemelor. În cadrul Studiului de Fezabilitate realizat în perioada 2014- 2016 au fost detectate oscilații interzonale și pericolul instabilității sistemelor la golul de sarcină iar măsurile propuse au fost teoretice și necesită detalieri și confirmare de către producătorii de echipamente;
- Se vor implementa măsurile tehnice și de reglementare necesare în Ucraina și Republica Moldova (termen de finalizare - patru ani de la semnarea acordului);
- Se vor face teste de funcționare izolată a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova (termen de finalizare - un an de la implementarea măsurilor tehnice). Deci, testele de funcționare izolată se vor face cel mai curând în 2022 dar acest termen depinde de rapiditatea cu care se implementează măsurile tehnice;
- Se vor face teste de funcționare interconectată cu sistemul european Continental (termen de finalizare - un an de la finalizarea testelor de funcționare izolată).

Decizia asupra interconectării sincrone va fi luată de către OTS din Europa Continentală după realizarea studiilor suplimentare și a testelor de funcționare menționate în cadrul catalogelor de măsuri.

## **2. Interconectarea asincronă a sistemelor energetice din România și Republica Moldova**

În iulie 2016 s-a semnat Acordul de colaborare între CNTEE Transelectrica SA și IS Moldelectrica pentru realizarea celor trei proiecte de interconexiune prin stații “back to back” menționate și în Memorandumul de Înțelegere semnat între guvernele României și Republicii Moldova în anul 2015, și anume:

1. LEA 400 kV Isaccea (RO) – Vulcănești (RM) (linie existentă), LEA 400kV nouă Vulcănești- Chișinău dublu circuit, stație “back to back” la Vulcănești;
2. LEA 400 kV Suceava (RO) – Bălți (RM) simplu circuit și stație “back to back” la Bălți;
3. LEA 400 kV Iași (RO) – Ungheni – Strășeni (RM) simplu circuit și stație “back to back” la Strășeni.



Din Memorandumul de Înțelegere rezultă că, din punct de vedere juridic, asumarea obligațiilor de realizare a proiectelor de interconexiune urmează să fie tratată diferențiat, după cum urmează:

- Interconexiunea Isaccea-Vulcănești (respectiv linia Vulcănești-Chișinău și stația “back to back” Vulcănești) sunt în responsabilitatea exclusivă a Guvernului Republicii Moldova;
- Interconexiunea Iași-Ungheni-Strășeni și interconexiunea Suceava-Bălți (inclusiv alegerea realizării ambelor sau doar a uneia dintre ele) sunt în responsabilitatea comună a Guvernului României și a Guvernului Republicii Moldova.

## **Proiecte de cooperare dintre România și Serbia**

### **Proiectul LEA 400 kV dublu circuit Reșița (România) – Pancevo (Serbia)**

Proiectul este considerat un proiect cu relevanță regională și are drept țintă creșterea schimburilor de energie electrică între sistemul românesc și sistemul sârbesc prin creșterea capacității de interconexiune între cele două țări. Lungimea totală a liniei este de 131 km, din care 63 km pe teritoriul României și de 68 de km pe teritoriul Serbiei.

Conform înțelegerii cu EMS (Elektromreja Serbia) în luna decembrie 2017 a avut loc punerea sub tensiune a LEA 400 kV Reșița – Pancevo din stația Pancevo, la tensiunea de 400 kV, întrucât lucrările de realizare a celulelor 400 kV Pancevo 1 și 2 din stația Reșița au fost stagnate ca urmare a intrării în insolvență a executantului lucrărilor de realizare/ re tehnologizare a stației 400/220/110 kV Reșița.

## **Proiecte de cooperare dintre România și Turcia**

### **1. Colaborarea CNTEE Transelectrica S.A. și TEIAȘ (Operatorul de Transport și de Sistem din Turcia) în cadrul structurilor ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) – Asociația pan-europeană a Operatorilor de Transport și de Sistem**

ENTSO-E promovează aspecte importante ale politicii în domeniul energiei, devenind vocea comună a tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem din Europa față de Comisia Europeană, reglementatori (ERGEG/ACER) și stakeholderi, prin care aceștia își exprimă pozițiile față de problematica energetică la nivel regional și pan-european, punctele de vedere ale asociației față de documentele comunitare fiind apreciate de către Comisia Europeană ca și contribuții importante la elaborarea viitoarelor pachete legislative în domeniul energiei electrice.

În contextul integrării sistemului electroenergetic al Turciei în sistemul interconectat pan-european al ENTSO-E, intensificarea cooperării CNTEE Transelectrica S.A. – TEIAȘ are o importanță deosebită. În prezent sistemul electroenergetic al Turciei funcționează interconectat sincron cu sistemul pan-european, compania TEIAȘ având calitatea de membru observator al ENTSO-E.

În acest cadru, specialiștii CNTEE Transelectrica S.A. și cei ai TEIAȘ colaborează în grupele de lucru și structurile de coordonare și decizie din cadrul asociației, aducându-și contribuția la realizarea cu succes a proiectelor și inițiativelor dezvoltate în cadrul ENTSO-E.

### **2. Colaborarea CNTEE Transelectrica S.A. și TEIAȘ în cadrul Black Sea Transmission Planning Project**

Black Sea Transmission Planning Project promovează cooperarea la nivel regional a țărilor limitrofe Mării Negre, realizând baze de date și analize coordonate de regimuri staționare și dinamice (utilizând modulele programului PSS/E - Load Flow, Optimal Power Flow, Dynamics), inclusiv programe de instruire comune, pentru toate sistemele electroenergetice implicate.

În derularea acestui proiect, cele două companii sunt membre ale Grupei de lucru BSTPP, grupă care crează cadrul de cooperarea la nivelul țărilor limitrofe Mării Negre cu privire la dezvoltarea coordonată a sistemelor electroenergetice din regiune cu identificarea necesităților de creștere a capacităților de interconexiune, specialiștii CNTEE Transelectrica S.A. și TEIAȘ colaborând cu succes pentru realizarea obiectivelor propuse.

## **Monitorizarea planurilor de investiții ale OTS și operatorilor de distribuție**

### **Monitorizarea planurilor de investiții ale OTS**

#### ***Monitorizarea realizării proiectelor de interes comun***

Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directoare pentru infrastructura energetică transeuropeană, propune măsuri pentru atingerea următoarelor obiective UE: integrarea și funcționarea pieței interne a energiei, asigurarea securității energetice la nivel comunitar, promovarea și dezvoltarea eficienței energetice și a energiei din surse regenerabile și promovarea interconectării rețelelelor energetice. În conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 347/2013 au fost identificate proiectele numite de interes comun aflate pe lista Uniunii pe care România urmează să le realizeze, care conduc la nivelul de interconectare solicitat de Comisia Europeană în Comunicarea privind realizarea obiectivului de interconectare electrică de 10%; pregătirea rețelei de energie electrică a Europei pentru 2020.

În prezent, capacitatea de interconexiune prezentată în Raportul de țară al României, are valoarea de 7% rezultată din împărțirea valorii NTC de import 1,4 GW la valoarea capacității nete de generare (NGC – Net Generation Capacity) de 20,23 GW, valori considerate pentru ziua de 11 ianuarie 2017, la ora 19:00 CET.

Prin realizarea interconexiunii cu Serbia în anul 2018, nivelul de interconectare al României ar crește de la nivelul actual de 7 % la peste 9 %, fiind așadar mai aproape de obiectivul de 10 %. În ce privește atingerea obiectivului de interconectare de 15 % pentru anul 2030, se intenționează ca acest obiectiv să fie îndeplinit în principal prin implementarea PCI-urilor și respectiv prin realizarea celorlalte proiecte de dezvoltare a RET incluse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027.

În cea de a treia listă europeană de Proiecte de Interes Comun (PCI), au fost incluse următoarele PCI:

#### **Proiectul 138 „Black Sea Corridor”, format din:**

- LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă - Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în Gura Ialomiței;

#### **Proiectul 144 „Mid Continental East Corridor”, format din:**

- LEA 400 kV d.c. Reșița (RO) – Pancevo (Serbia);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița și extinderea stației 220/110 kV Reșița prin construcția stației noi de 400 kV;
- trecere la 400 kV a LEA 220 kV d.c. Reșița –Timișoara – Săcălaz – Arad, inclusiv construirea stațiilor de 400 kV Timișoara și Săcălaz.

Beneficiile detaliate concrete urmărite prin realizarea acestor proiecte sunt prezentate în Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027, aflat în dezbatere publică.

Pe baza raportărilor periodice ale OTS, stadiul actual al PCI care fac parte din coridorul prioritar "Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est ("NSI East Electricity") este următorul:

*Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Gutinaș - Smârdan*

Codul din lista PCI: 3.8.5 – parte a cluster-ului 3.8 „Grupul Bulgaria - România, creșterea capacității”

*Scopul proiectului:*

Obiectivul de investiții “LEA 400kV d.c. Smârdan – Gutinaș” face parte din întăririle rețelei electrice de transport (RET) necesare ca urmare a dezvoltării capacităților de producție din zona de sud-est a țării. Proiectul conduce la eliminarea limitărilor în evacuarea energiei electrice produse în CEE din zona Dobrogea și apariția congestiilor în RET. Pentru conectarea acestei LEA sunt necesare și extinderea stației Gutinaș, respectiv a stației Smârdan, cu câte două celule de linie.

*Descrierea proiectului:*

LEA 400 kV d.c. Smârdan - Gutinaș va fi alcătuită din două tronsoane distincte: un tronson de linie electrică subterană (în cablu) 400 kV între stația 400 kV Gutinaș și stâlpul terminal nr.1, având o lungime de cca. 2,5 km și un tronson de LEA 400 kV între stâlpul terminal nr.1 și celula stația Smârdan, având o lungime de cca. 140 km.

*Stadiul actual și etapele de derulare ale proiectului:*

Acest proiect a fost selectat pentru accesare fonduri europene prin Programul Operațional Infrastructura Mare, Axa prioritara 8 - Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale, Obiectivul specific 8.1 – Creșterea capacității Sistemului Energetic Național pentru preluarea energiei produse din resurse regenerabile.

Studiul de fezabilitate a fost revizuit și avizat în CTES Transelectrica – Aviz nr. 100/07.06.2016;

A fost obținut Acordul de Mediu nr. 8/27.11.2013, actualizat pentru culoarul LEA 400 kV modificat prin Decizia Agenției Naționale pentru Protecția Mediului nr. 23/15.10.2015;

Au fost aprobați indicatorii tehnico-economici prin Ordinul Ministerului Economiei nr. 743/11.07.2017;

A fost aprobat amplasamentul și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere pentru utilitate publică de interes național prin Hotărârea de Guvern nr. 844/2017.

*Etapele următoare ale derulării proiectului sunt:*

Emiterea Ordinului de Ministru pentru scoaterea definitivă din Fondul forestier național;  
 Obținerea Autorizației de construire;  
 Finalizarea proiectului tehnic și a caietului de sarcini ca urmare a aprobării amplasamentului;  
 Derularea procedurii de achiziție și semnarea contractului de execuție;  
 Execuția lucrărilor: 2019-2020 (24 luni).

*Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Cernavodă – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței*

Codul din lista PCI: 3.8.4 – parte a cluster-ului 3.8 „Grupul Bulgaria-România, creșterea capacității”

*Scopul proiectului:*

Obiectivul de investiții “LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp și racord în stația Gura Ialomiței”, având o lungime de aproximativ 160 km are rolul dezvoltării și îmbunătățirii capacității de transport pentru

preluarea energiei electrice generate de centralele eoliene instalate în zona Dobrogea precum și pentru preluarea energiei electrice evacuate de viitoarele Unități 3 și 4 Cernavodă.

*Descrierea proiectului:*

LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlp se va realiza ca linie dublu circuit, un circuit va fi intrare - ieșire în stația Gura Ialomiței iar al II-lea circuit va fi continuu până în stația Stâlp.

Traseul liniei electrice aeriene este prin extravilanul a 34 comune de pe raza județelor Constanța, Ialomița și Buzău și va traversa fluviul Dunărea și brațul Borcea.

*Stadiul actual și etapele de derulare ale proiectului:*

Studiul de fezabilitate (SF) a fost finalizat, aprobat în Consiliul de administrație al CNTEE Transelectrica SA prin Decizia nr. 7 din 06.03.2012 și actualizat (devizul general și indicatorii tehnico-economici) prin decizia Directoratului nr. 343/16.04.2015.

A fost elaborat studiul topocadastral și clarificată situația juridică a terenurilor;

S-au obținut unele dintre acordurile și avizele impuse prin Certificatele de Urbanism, dar unele dintre documentele deja obținute au termenele de valabilitate expirate trebuind a fi actualizate;

S-a obținut Acordul de mediu nr. 1/07.04.2014;

A fost elaborat Proiectul Tehnic și Caietul de sarcini;

Au fost aprobați indicatorii tehnico-economici prin Ordinul MECRMA nr. 1444/2016;

Din cauza modificării valorii investiției a fost modificat Ordinul MECRMA nr. 1444/2016 de aprobare a indicatorilor tehnico-economici prin Ordinul Ministrului Economiei nr. 745/11.07.2017;

A fost aprobat amplasamentul și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere pentru utilitate publică de interes național prin Hotărârea de Guvern nr. 805/2017.

*Etapete următoare ale derulării proiectului sunt:*

Obținerea Autorizației de Construire;

Emiterea Ordinului de Ministru pentru scoaterea definitivă din Fondul forestier național;

Derularea procedurii de achiziție a lucrărilor de construcție LEA;

Execuția lucrărilor: 2019-2020.

*Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia)*

Codul din lista PCI: 3.22.1 - parte a cluster-ului „Romania-Serbia – Mid Continental East Corridor”

*Descrierea proiectului*

Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Reșița – Pancevo, cu o lungime de 131 km (63 km pe teritoriul României și 68 km pe teritoriul Serbiei) se va realiza în varianta dublu circuit și va traversa pe teritoriul României 11 localități din județul Caraș-Severin: municipiul Reșița, comunele Ezeriș, Lupac, Dognecea, Goruia, Ticvanu Mare, Berliște, Giudanovița, Grădinari, Vărădia și Vrani.

*Stadiul actual al proiectului*

Studiul de fezabilitate a fost avizat în CTES Transelectrica – Aviz nr. 323/13.12.2010;

Proiectul tehnic și caietul de sarcini au fost finalizate și avizate – Aviz 272/30.08.2011;

S-a obținut acordul de mediu nr. 9/01.06.2011;

S-a obținut Declarația Natura 2000 nr. 7087/30.11.2011;

S-a obținut Autorizația de construire 81/19.06.2012;

Pentru construirea LEA 400 kV pe teritoriul României, a fost semnat contractul de execuție nr. C 212/04.06.2014 între CNTEE Transelectrica SA și SC Electromontaj SA București;

S-a aprobat prin H.G. nr. 841/2015 ocuparea temporară a terenului din fondul forestier național;

S-a încheiat un act adițional la contractul de execuție prin care termenul de execuție a fost amânat până la data de 30 martie 2018;

Lucrările sunt în curs de execuție. Din cei 206 stâlpi, un nr. de 203 stâlpi au fost ridicați pe fundație. Au fost realizate 206 fundații.

Pentru proiectul de interes comun Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia), număr de referință în lista Uniunii Europene: 3.22.1, nu se aplică prevederile din art. 10 alin. (1) din Regulamentul UE 347/2013 cu privire la procedura de autorizare. Data începerii procesului de autorizare a fost în 2010, înaintea datei de intrare în vigoare a Regulamentului UE 347/2013.

*Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Porțile de Fier – Anina - Reșița*

Codul din lista PCI: 3.22.2 - parte a cluster-ului „România-Serbia – Mid Continental East Corridor”

*Descrierea proiectului:*

Proiectul LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița constă în echiparea unei celule LEA în stația Porțile de Fier și înlocuirea sistemului de comandă-control și protecții în stația Porțile de Fier, realizarea unei noi LEA 400 kV Porțile de Fier – Anina, reabilitarea LEA 400 kV Anina –Reșița între bornele 21 – 142, realizarea stației 400/220/110 kV Reșița prin construirea unei stații noi de 400 kV și re tehnologizarea stației vechi de 220/110 kV.

*Stadiul actual al proiectului*

Studiul de fezabilitate a fost finalizat și avizat- Aviz CTES 405/02.12.2011;

Proiectul tehnic și caietul de sarcini au fost finalizate și avizate- Aviz CTES 352/31.10.2013;

S-a obținut Acordul de mediu nr. 6/21.11.2013;

A fost obținută Autorizația de construire nr.141/24.11.2014 pentru județul Caraș Severin;

A fost obținută Autorizația de construire nr.115/21.08.2017 pentru județul Mehedinți;

A fost semnat contractul de execuție nr. C229/29.10.2015;

Pentru tronsonul LEA 400 kV Porțile de Fier-Anina a fost aprobat prin H.G. 917/12.2016 amplasamentul și declanșarea procedurii de expropriere a imobilelor proprietate privată care constituie coridorul de expropriere al obiectivului de investiții "Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad/LEA 400 kV Porțile de Fier - (Anina) - Reșița";

A fost emisă Decizia de expropriere nr. 102/10.07.2017;

Lucrările de reabilitare pe tronsonul LEA 400 kV s.c Anina – Reșița sunt în curs de execuție;

În stația 400 kV Reșița contractul de execuție a fost reziliat la solicitarea administratorului judiciar al executantului – ELCOMEX, aflat în insolvență.

*Etapela următoare ale derulării proiectului sunt:*

Scoaterea din fondul forestier a suprafețelor de pădure afectate de traversarea LEA prin emiterea H.G.;

Reluarea procesului de licitație pentru contractarea lucrărilor de execuție.

Execuția lucrărilor: 08/11/2015-30/09/2019.

Pentru proiectul de interes comun Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Porțile de Fier – Anina - Reșița, număr de referință în lista Uniunii Europene: 3.22.2, nu se aplică prevederile din art. 10 alin (1) din Regulamentul UE 347/2013 cu privire la procedura de autorizare. Data începerii procesului de autorizare a fost în 2012, înaintea datei de intrare în vigoare a Regulamentului UE 347/2013.

*Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz, inclusiv construirea stației de 400 kV Timișoara*

Codul din lista PCI: 3.22.3 - parte a cluster-ului „Romania-Serbia – Mid Continental East Corridor”

*Descrierea proiectului:*

Trecerea la tensiunea de 400 kV a secțiunii LEA 220 kV Reșița-Timișoara –Arad se realizează prin următoarele investiții:

Tronson 400 kV d .c Reșița –Icloda al LEA 400 kV Reșița-Timișoara;  
Tronson 400 kV s .c Icloda –Timișoara al LEA 400 kV Reșița-Timișoara;  
Tronson 400 kV s .c Icloda-Săcălaz al LEA 400 kV Reșița-Timișoara;  
Realizarea stației 400 kV Timișoara.

*Stadiul actual al proiectului:*

Studiul de fezabilitate a fost finalizat și avizat- Aviz CTES 155/02.08.2016;  
Proiectul tehnic și caietul de sarcini au fost finalizate în decembrie 2017 – Aviz CTES nr. 172/19.12.2017;  
Data începerii procedurii de autorizare națională pentru PCI 3.22.3: 13.10.2017.

*Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Arad – Timișoara/Săcălaz , inclusiv construirea stației de 400 kV Săcălaz și extinderea stației Arad*

Codul din lista PCI: 3.22.4 - parte a cluster-ului „România-Serbia – Mid Continental East Corridor”

*Descrierea proiectului:*

Realizarea tronsonului de LEA de la stațiile Timișoara și Săcălaz la stația Arad;  
Realizarea stației de 400 kV Săcălaz;  
Extinderea stației Arad.

*Stadiul actual al proiectului*

A fost inițiată procedura de achiziție pentru serviciile de proiectare (SF, PT,CS). Procedura a fost anulată urmând a fi reluată în ianuarie 2018.

**Monitorizarea realizării planului de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe 10 ani**

Stadiul proiectelor cuprinse în Planul de dezvoltare a RET perioada 2016-2025 la sfârșitul anului 2017 este prezentat în detaliu în tabelul următor:

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Decalare		Etapa de realizare a proiectului in perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF
				ani	Stadiu fata de perioada 2016-2025		
A	<b>RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE</b>						
1	<b>Mărirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110/10 kV - Înlocuire echipament 10 kV (Lot I+II)</b>	2016	2018	2	întârziat	rămas de executat relocare cabluri	Întârziere ENEL in relocare cabluri
2	<b>Retehnologizarea stației 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu</b>	2018	2018	0	in termen	in derulare execuție lucrări	



Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Decalare		Etapa de realizare a proiectului in perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF
				ani	Stadiu fata de perioada 2016-2025		
3	Retehnologizare Stația 220 / 110 kV Turnu Severin Est	2018	2019	1	întârziat	in derulare execuție lucrări	Întârziere executant
4	Retehnologizarea stației 220;110 / 20 kV Câmpia Turzii	2017	2017	0	finalizat		
5	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	2017	2018	1	întârziat	in derulare execuție lucrări	Întârziere executant
6	Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești	2019	2020	1	întârziat	in derulare - inginerie	Durata mare proceduri de achiziție/reluări
7	Înlocuiri AT și Trafor în stații electrice ( <i>etapa 2</i> ), din care:						
	<i>faza 1 (6 AT 200 MVA; 5 Trafo 16 si 25 MVA)</i>	2018	2018	0	in termen	in derulare execuție lucrări	conform grafic contracte încheiate
	<i>faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trafo 16 MVA)</i>	2021	2022	1	întârziat	in derulare proiectare	Întârziere proiectanți
8	Înlocuiri AT și Trafo în stații electrice ( <i>etapa 3</i> )	2023	2027	4	amânat	nu a fost demarat	Începe după finalizarea etapei II
9	Retehnologizarea stației 220 / 110 / 20 kV Ungheni	2019	2021	2	întârziat	in derulare inginerie	proiectare defectuoasa
10	Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu	2019	2020	1	întârziat	contract semnat 2017	Întârziere executant
11	Modernizare stația electrică 220/110 kV Râureni	2018	2019	1	întârziat	în derulare execuție lucrări	Întârziere executant
12	Modernizare stația 400/110 kV Cluj Est	2017	2018	1	întârziat	PIF 2018 - realizat	Întârziere executant
13	Modernizare stația 220 / 110 kV Dumbrava	2019	2019	0	în termen		
14	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	2022	2023	1	întârziat		
15	Retehnologizare stație 220 / 110 kV Craiova Nord	2019	2020	1	întârziat	in curs procedura achiziție	Durata mare procedura achiziție
16	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara	2019			amânat		se vor realiza in cadrul Axului Banat etapa II si III
17	Retehnologizare stația 110 kV Arad	2021			amânat		
18	Retehnologizare stația 110 kV Săcălaz	2023			amânat		

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Decalare		Etapa de realizare a proiectului in perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF
				ani	Stadiu fata de perioada 2016-2025		
19	Retehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Baru Mare	2020	2023	3	întârziat	în curs avizare CTES	Au fost necesare modificări proiectare pentru includere cerințe suplimentare Se va realiza după stația Hășdat
20	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	2019	2021	2	întârziat	in procedura de achiziție	este condiționat de lucrările in zona
21	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Hășdat	2019	2020	1	întârziat	in procedura de achiziție	este condiționat de lucrările in zona
22	Retehnologizare stația 220 kV Oțelarie Hunedoara	2018	2019	1	întârziat	In procedura de achiziție	reluări licitație
23	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Filești	2019	2022	3	întârziat		Modificare soluție tehnica
24	Modernizare stația 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	2020	2021	1	întârziat	in derulare inginerie	Durata mare procedura achiziție
25	Retehnologizare stația Alba Iulia 220 /110 kV / MT	2023	2023	0	în termen	nu a fost demarat	
26	Retehnologizare statia 400/110 kV Darste	2027	2027	0	în termen	nu a fost demarat	
27	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	2019	2021	2	întârziat	în procedura de achiziție	Durata mare procedura achiziție
28	Modernizare statia 220/110 kV Tihău - Echipament primar	2017	2017	0	finalizat		
29	Modernizarea statiilor 110 kV Bacău Sud si Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	2019	2020	1	întârziat	in derulare	Durată mare procedură achiziție
30	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa I - înlocuire 2 BC, celule af. si celula LEA 400 kV Stupina	2019	2019	0	in termen		
31	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - reehnologizare stație 400 kV)	2022	2025	3	întârziat	in proiectare	Modificare soluție tehnică
32	Retehnologizarea statiei electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	2022	2024	2	întârziat	in proiectare	
33	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	2019	2020	1	întârziat	in derulare	Durata mare proceduri de achiziție
34	Modernizare celule 110 kV si medie tensiune in statia electrica Stâlpu	2020					corelat cu Stația 400 kV Stâlpu

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Decalare		Etapa de realizare a proiectului in perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF
				ani	Stadiu fata de perioada 2016-2025		
35	Centru de cercetare si dezvoltare a tehnologiilor LST si interventie rapida in SEN - etapa I	2018	2019	1	întârziat	in derulare	întârziere proiectare, durata mare procedura achiziție, autorizație teren;
36	Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	2017	2018	1	întârziat		întârziere executant/economie licitație
37	Conectarea stațiilor Turnu Măgurele , Mostiștea, Stâlp, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2	2016	2018	2	întârziat		Durata mare proceduri de achiziție
38	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	2018	2018	0	in termen		
39	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220 / 110 / 20 kV Serdărești	2018	2018	0	in termen		
40	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV si rețehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	2018	2021	3	întârziat		Durata mare proceduri de achiziție/reluări; actualizare documentație pt corelare echipamente primare cu secundare
41	Modernizarea sistemului de control protecție și a stației 20 kV din stația 220/110/20 kV Vetis	2016	2016	0	finalizat		
42	Modernizare sistem comanda-control-protecție si integrare in CTSI a stației Drăgănești-Olt	2018	2022	4	întârziat		se va realiza la 9 luni după Gradiște
43	Modernizare sistem comanda-control-protecție si integrare in CTSI a stației Gradiște	2017	2021	4	întârziat	pregătire documentație de achiziție	licitație anulată
44	Modernizare stația 220/110/20 kV Vetis - echipament primar		2021		proiect nou		
45	Modernizare sistem control, protecție si automatizare din stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud		2023		amânat		
46	Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele		2023		amânat	in proiectare	
47	Modernizare stație 220/110 kV Calafat		2020		amânat		

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Decalare		Etapa de realizare a proiectului in perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF
				ani	Stadiu fata de perioada 2016-2025		
48	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400 kV Cernavoda		2025		amânat		Defalcare poz. 44 si poz.45 din PD 2016-2025 Decalare datorita improbabilității acordării de retrageri simultane din funcțiune stabilite de DEN.
49	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400/110/20 kV Oradea Sud		2023		amânat		
50	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400/220 kV Roșiori		2025		amânat		
51	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110/20 kV Sălaj		2024		amânat		
52	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110 kV Baia Mare 3		2025		amânat		
53	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110 kV Cluj Florești		2026		amânat		
54	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400 kV Tâncăveni		2023		amânat		
55	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400/220/110 kV/MT Urechești		2025		amânat		
56	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110 kV Paroșeni		2023		amânat		
57	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110 kV Peștiș		2025		amânat		
58	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400 kV Nădab		2025		amânat		
59	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400 kV Calea Aradului		2026		amânat		
60	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400/220/110 kV Mintia		2028		amânat		
61	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110/20kV Târgoviște		2024		amânat		
62	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110 kV Fundeni		2022		amânat		
63	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 400/220/110 kV București Sud		2026		amânat		
64	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110 kV Turnu Măgurele		2025		amânat		
65	Modernizare sistem de comanda control protecție in stația 220/110/20 kV Gheorgheni		2027		amânat		

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Decalare		Etapa de realizare a proiectului in perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF
				ani	Stadiu fata de perioada 2016-2025		
66	Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN		2019		proiect nou		
67	Celule mobile de 110 kV, 220 kV si 400 kV		2019		proiect nou	in procedura de licitație	
68	Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu		2023		proiect nou		
69	Înlocuire 3 unități BC 100 MVAR 400 kV in stațiile Arad, Smârdan si București Sud.		2020		proiect nou		
70	Echiparea cu instalații de monitorizare a bobinelor de compensare și a unităților de transformare care nu sunt dotate în prezent cu astfel de instalații		2020		proiect nou		
C	SIGURANȚA ALIMENTĂRII CONSUMULUI						
1	Montare trafo T3 - 250 MVA (400 / 110 kV) în stația 400 / 110 kV Sibiu Sud	2018	2019	1	întârziat	in procedura de licitație	necesitate 2 proceduri de licitație
2	AT2 Iernut - 400 MVA, 400/220 kV Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut	2019	2021	2	întârziat	in procedura de licitație	
3	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV d.c București Sud-Fundeni	2020				s-a renunțat la acest proiect conform Nota nr.40235/30.10.2017	cheltuielile de proiectare s-au trecut pe cheltuieli operaționale
4	Înlocuirea trafo T3 si T4 110/10 kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20)10 kV, 40 MVA in stația electrica Fundeni	2016	2016	0	finalizat		
5	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier		2020		proiect nou	in procedura de licitație	
6	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea		2022		proiect nou		
D	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA						
1.1	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna si LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia Sud	2017	2018	1	întârziat		executant intrat in insolventa

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Decalare		Etapa de realizare a proiectului in perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF
				ani	Stadiu fata de perioada 2016-2025		
1.2	Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna si LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud	2018	2021	3	întârziat	procedura de achiziții	Emitere H.G. de expropriere cu întârziere/contestații licitații
2	LEA 400 kV d.c. (1ce) Gutinaș - Smârdan	2020	2022	2	întârziat	in proiectare	Întârziere emitere H.G. expropriere
3	Extinderea stației 400 kV Cernavoda, et. I + II (înlocuire 2 bobine de compensare; racordare linii noi)	2019	2021	2			Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda – Stâlpuri si racord in stația Gura Ialomiței"
	<i>etapa I: înlocuire 2 bobine de compensare</i>			0	finalizat		
	<i>etapa II: racordare linii noi</i>	2019	2021	2	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda – Stâlpuri si racord in stația Gura Ialomiței"
4	LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Stâlpuri si racord in stația Gura Ialomiței (linie nouă)	2020	2021	1	întârziat	in procedura de achiziție	Întârziere emitere H.G. expropriere
5	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavoda 3 și LEA 400 kV Stâlpuri	2019	2021	2	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda – Stâlpuri si racord în stația Gura Ialomiței"
6	Stația 400 kV Stâlpuri (stație nouă) + Modernizare celule 110 kV si medie tensiune	2020	2021	1	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda – Stâlpuri si racord in stația Gura Ialomiței"
7	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stâlpuri, inclusiv: Achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest	2020	2023	3	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului "LEA 400 kV dc Cernavoda – Stâlpuri
7.1	LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stâlpuri		2021			in proiectare	
7.2	Extinderea stației Brazi Vest (inclusiv AT4)		2022			CS - in curs de avizare	
7.3	Stația 400 kV Teleajen si re tehnologizare stația 110 kV		2023			in proiectare	



Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Decalare		Etapa de realizare a proiectului in perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF
				ani	Stadiu fata de perioada 2016-2025		
8	LEA 400 kV d.c. (Ice) Constanta Nord - Medgidia Sud	2022	2024	2	întârziat	in proiectare	
9	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni - Fântânele	2020	2022	2	întârziat	in proiectare	
10	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru	2021				s-a renunțat la acest proiect	Conform analizelor de regimuri
11	LEA 400 kV Stâlpu - Brașov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)	2025	2036	11	amânat		Începe proiectarea după finalizarea LEA 400 kV d.c. CNE-Gura Ialomitei-Stâlpu.
12	Mărirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8km)	2021	2023	2	amânat		
13	Mărirea capacității de transport LEA 400 kV Cernavoda Pelicanu (53 km)	2021	2025	4	amânat		începe după CNE-Stâlpu
14	Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit		2026		proiect nou		
E	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE - ALTE ZONE						
1	Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă )	2019	2021	2	întârziat		Corelat cu LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET
2	LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET (linie nouă)	2019	2021	2	întârziat		Întârziere emitere H.G. expropriere
3	Reconductorare LEA 220 kV (9,6km) Ișalnița - Craiova circ.1	2016	2016	0	finalizat		
F	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE ȘI INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN SRE						
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. <i>Etapa I:</i> Extindere stație 400 kV Porțile de Fier; LEA 400 kV Pețile de Fier - Reșița; stația 400 kV Reșița	2018	2021	3	întârziat		Întârziere emitere H.G. expropriere si H.G. scoaterea din Fondul Forestier
1.1	LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița		2021			in derulare	
1.2	Stația 400 kV Reșița		2021			denunțare contract cauzata de intrarea in insolventa a executantului	
1.3	Extindere stație 400 kV Porțile de Fier		2016			finalizat	

Nr. Crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioada 2016-2025	An estimat PIF perioada 2018-2027	Decalare		Etapa de realizare a proiectului in perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF
				ani	Stadiu fata de perioada 2016-2025		
2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa II : LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz + stația 400 kV Timișoara + stația 110 kV Timișoara	2023	2023	0	in termen		Corelat cu Etapa I
2.1	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara		2022				Corelat cu Etapa I
2.2	LEA 400 kV d.c. Reșița - Timișoara - Săcălaz		2023				Corelat cu Etapa I
3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad + stația 400 kV Săcălaz + extindere stația 400 Arad	2023	2027	4	întârziat		Corelat cu Etapa I
3.1	LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad		2025				
3.2	Stația 400 kV Săcălaz și retnologizare stația 110 kV Săcălaz		2027				
3.3	Extindere stație 400 kV Arad si retnologizare stația de 110 kV Arad		2025				
4	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (linie nouă)	2017	2018	1	întârziat	PIF 2018 martie	Întârziere emitere H.G. expropriere și H.G. scoterea din Fondul Forestier
5	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	2023	2027	4	întârziat		Reluări avize acorduri
6	LEA 400 kV s.c. Suceava - Bălti (LEA nouă - pentru porțiunea de pe teritoriul României)	2023				in proiectare	finalizare in funcție de acord cu Moldelectrica
G	Platformă integrată de conducere operativă a SEN + Înlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA	2020	2025	5	întârziat		
H	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro	2018	2021	3	întârziat		Modificare soluție tehnică
J	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE ȘI TELECOMUNICAȚII						
K	INFRASTRUCTURA CRITICA	2016	2018	2	întârziat		

## Monitorizarea planurilor anuale de investiții ale operatorului de transport și de sistem și ale operatorilor de distribuție

### Monitorizarea realizării planului de investiții al OTS pentru anul 2017

Din analiza proiectelor de investiții realizate de OTS, comparativ cu proiectele planificate a fi realizate în anul 2017 la începutul perioadei de reglementare, așa cum reiese din machetele de raportare a activității investiționale și din informațiile transmise de OTS, rezultă următoarea situație:

	Nr. de proiecte cu PIF programat	Nr. de proiecte cu PIF finalizat	Nr. de proiecte întârziate, aflate în diferite stadii de realizare	Nr. de proiecte nedemarate	Nr. de proiecte la care s-a renunțat deliberat
<b>Perioada 01.01.2017-31.12.2017</b>	<b>24</b>	<b>4</b>	<b>17</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

Din totalul de proiecte de investiții din planurile anuale de investiții aferente anului 2017, 4 lucrări au fost realizate la termen, 17 sunt întârziate și se află în diferite stadii de realizare, 3 proiecte au fost amânate sau suspendate și 3 proiecte reprezintă lucrări restante din anii anteriori, așa cum se prezintă în tabelul următor:

Nr.crt. din M15.1	Denumirea investiției	Stadiu lucrare	Motivație întâzieri, nedemarări, renunțări)
2	Retehnologizarea stației 400/220/110/20 kV Bradu	PIF realizat	
3	Retehnologizarea stației 220/110/20 kV Câmpia Turzii	PIF realizat	
4	Înlocuire AT și Trafo în stații electrice (etapa a II-a)	PIF realizat	
5	Modernizare stația 220/110 kV Tihău - echipament primar	PIF realizat	
6	Modernizare stația electrică 400/110/10 kV Cluj Est	PIF realizat în 02.2018	
7	Modernizare stația 220/110 kV Dumbrava	Contract de execuție în derulare	Refacere documentație proiectare (SF, PT, CS) datorită schimbării
8	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	PIF parțial	Starea SEN la momentul demarării lucrărilor a impus realizarea unor provizorate suplimentare pentru asigurarea continuității alimentării cu energie a consumatorilor. De asemenea, condițiile meteo defavorabile pe timp de iarnă au condus la o decalare a termenului PIF.
9	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobruja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia	În curs procedura de achiziție pentru reluarea lucrărilor	Pe parcursul derulării lucrărilor, executantul a intrat în insolvență. Drept urmare, a fost necesară reluarea procedurii de achiziție după îndeplinirea formalităților legale privind insolvența executantului / rezilierea contractului.

Nr.crt. din M15.1	Denumirea investiției	Stadiu lucrare	Motivație întârzieri, nedemarări, renunțări)
10	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (D.CA	PIF realizat în 30.03.2018.	Emitere cu întârziere a H.G. de expropriere și H.G. de scoatere din fond forestier, lipsa acces în fond forestier în vederea execuției lucrării.
11	Sisteme integrate de securitate stații și sedii sucursale, DEN și DET-uri - Sistem integrat de securitate la stații electrice, etapa I V (D. CA nr. 16/ 2011)	Finalizare investiție în curs.	Durata mare de obținere a autorizației de construire din partea autorităților locale pentru stațiile electrice Fundeni și București Sud.
12	Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele	În curs de avizare documentație proiectare (PT+CS).	Durata mare achiziție servicii proiectare + probleme la verificarea rezistenței stâlpilor care a impus schimbarea soluției tehnice.
13	Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN - etapa I	Contract de execuție, în derulare.	Probleme de natură juridică asupra terenului unde urmează a se realiza investiția.
14	Modernizare sistem informatic Piața de Echilibrare	În pregătire documentație în vederea demarării procedurii de achiziție.	
15	Sistem de monitorizare complexă a parametrilor funcționali ai LEA și a integrității fizice a liniilor	Amânat	Proiect amânat până la luarea unei decizii finale.
16	Modernizare rețea comunicații electronice	Nedemarată	Implementarea se bazează pe rezultatele consultanței Modificare soluție tehnică și mod abordare proiect.
17	Consolidare servere și rețea stocare date (Cloud privat)	Caietul de sarcini a fost avizat la MCSI și DA este la DC în vederea demarării achiziției.	Nerespectarea obligațiilor contractuale ale consultantului care trebuia să stabilească soluția și să întocmească SF și CS
18	Modernizarea sistemului de mesagerie Transelectrica	În derulare procedura de achiziție infrastructură hardware.	Diferența de tehnologie pentru infrastructura hardware aferentă soluției care se va implementa. Din acest motiv se va achiziționa infrastructura hardware astfel încât să se asigure un tratament egal al posibilor ofertanți.
19	Montare trafo T3 - 250 MVA în stația 400/110 kV Sibiu Sud	În derulare procedura de achiziție.	Procedura complexă pentru stabilirea unei soluții optime + necesitate prospectare de piață, anterioară celor două proceduri de achiziție,

Nr.crt. din M15.1	Denumirea investiției	Stadiu lucrare	Motivație întârzieri, nedemarări, renunțări)
			conform noii legislații de achiziție.
20	Retehnologizare stația 220/110 kV Oțelărie	Contract de execuție in curs de semnare	Calitatea slabă a documentațiilor de proiectare a necesitat refacerea repetată a acestora. Documentația de achiziție a fost respinsă de două ori de către ANAP.
21	Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut	Proiectare finalizată, în pregătire documentația de atribuire în vederea demarării procedurii de achiziție.	Durată mare proiectare precum și apariția necesității corelării proiectului cu proiectul de racordare a CCC 430 MW Iernut.
22	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud	Procedura de achiziție publică lucrări în derulare.	Durata mare pentru obținerea H.G. expropriere terenuri (2ani) + durata mare a procedurii de achiziție.
23	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro	Proiectare în derulare.	Schimbarea strategiei TEL în domeniul măsurării energiei electrice și a abordării proiectului, cauzată de modificarea Codului de Măsurare a energiei electrice.
24	Extindere MIS cu noi funcționalități (integrarea cu DM, extensie multicash, advanced collections)	Multicash & Advanced Collections este finalizat si utilizat, Integrare cu DM nu este finalizat.	Dificultăți in negocierea cu Executantul.
25	Modernizare electroalimentare la sediile UNO-DEN	Procedură licitație anulată. În curs reluarea procedurii de licitație.	Oferte neconforme
26	Integrare sisteme de securitate	Suspendată	
27	Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	Execuție în curs.	Întârziere realizare lucrări de către executant.
28	Conectarea stațiilor Turnu Măgurele , Mostiștea, Stâlp, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2	Execuție în curs.	Întârziere realizare lucrări de către executant.

Gradul de realizare a planului anual de investiții pe anul 2017 este prezentat în tabelul următor, în care investițiile corespund atât serviciului de transport cât și celui de sistem, finanțate din surse proprii:

	<b>Investiții planificate [lei]</b>	<b>Investiții realizate [lei]</b>	<b>Grad realizare [%]</b>
Semestrul I 2017	165.671.000	35.403.970	21,4
Semestrul II 2017	411.243.000	161.957.492	39,4
TOTAL 2017	576.914.000	197.361.462	34,2

ANRE a solicitat OTS să analizeze impactul amânării PIF pentru proiectele de investiții din punct de vedere al siguranței SEN, al integrării producției din centralele electrice, al creșterii capacității de interconexiune și al pierderilor tehnologice în RET și să propună un set de măsuri în vederea diminuării acestui impact.

Cauzele care au determinat întârzierea proiectelor de investiții, conform explicațiilor OTS, sunt de natură internă și acestea țin de gestionarea defectuoasă a contractelor de execuție, elaborarea cu întârziere a caietelor de sarcini pentru licitații, precum și de natură externă, precum:

- dificultăți cu obținerea de avize și acorduri (inclusiv de mediu) pentru autorizația de construire;
- întârzieri în obținerea terenului și scoaterea acestuia din circuitul forestier;
- întârzieri în achiziția publică a lucrărilor;
- modificarea soluției constructive în cazul unor avize nefavorabile;
- imposibilitatea retragerii simultane din funcțiune a elementelor de rețea pentru realizarea lucrărilor, din motive de asigurare a siguranței funcționării SEN.

Impactul întârzierilor proiectelor de investiții asupra siguranței funcționării SEN, capacității de interconexiune, pierderilor tehnologice în RET și asupra integrării centralelor electrice, cu excepția celor eoliene și fotovoltaice din zona Dobrogea este, conform opiniei OTS nesemnificativ. Măsurile pe care OTS trebuie să le aplice în vederea diminuării impactului nerealizării planului de investiții asupra funcționării SEN sunt de natură să corecteze, completeze și armonizeze legislația incidentă prin demersuri la autorități competente, precum și să optimizeze activitatea investițională a companiei.

Măsurile luate de ANRE în scopul creșterii gradului de realizare a programului de investiții în RET au fost cele în acord cu prevederile metodologice existente, respectiv aplicarea unei corecții negative a venitului reglementat al anului următor, cu efect de reducere a tarifului mediu de transport.

De asemenea, au fost înăsprite condițiile de aprobare a programelor de investiții și a investițiilor realizate, precum și procedura de raportare a acestora.

În ceea ce privește efectul nerealizării investițiilor în RET, ANRE constată că acest fapt conduce la reducerea indicatorilor de performanță a serviciului de transport, care este cauzată de gradul extrem de redus de îndeplinire a planului de investiții. Din acest motiv, ANRE a aplicat OTS amenzi contravenționale.

### ***Monitorizarea realizării planurilor de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari***

ANRE realizează anual monitorizarea programelor de investiții ale operatorilor de distribuție concesionari, în conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 72/2013** și ale *Procedurii privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 8/2016**. Prin *Procedură* s-a impus ca



structura lucrărilor de investiții să îndeplinească condiția ca cel puțin 90% din valoare totală a programului de investiții aprobată de ANRE să reprezinte valoarea lucrărilor care au ca rezultat mijloace fixe aparținând rețelelor electrice și doar 10% să fie alocată investițiilor în dotări, prevederile acesteia aplicându-se începând cu programul de investiții aferent anului 2017. *Procedura* a avut caracter de recomandare pentru anul 2016 și gradul de investiții în rețele a fost de 85 %, iar în anul 2017 acesta a crescut la valoarea de 93 %. Precizăm că prin **Ordinul ANRE nr. 34/2018**, procedura a fost modificată și completată în sensul introducerii obligației OD de a realiza cel puțin 95 % din valoarea totală a programului anual de investiții aprobată de ANRE. Începând cu anul 2017, activitatea de analiză a investițiilor în rețelele electrice de distribuție se realizează în cadrul unei structuri organizatorice a ANRE dedicate, cu atribuții exclusiv în acest domeniu.

Operatorii transmit programele la începutul anului, acestea sunt analizate de ANRE pe baza documentelor de promovare a lucrărilor, urmărind respectarea de către aceștia a structurii lucrărilor, a valorii anterior aprobate pentru anul respectiv, a obligației de a promova investiții eficiente economic.

Pe baza observațiilor și solicitărilor ANRE privind actualizarea acestor programe, operatorii revizuiesc programele, inclusiv prin operarea unor modificări care sunt inerente procedurilor de derulare a investițiilor, în urma cărora anumite lucrări sunt amânate iar altele sunt devansate.

După încheierea situațiilor financiare ale anului, ANRE analizează prin comparație cu programul stabilit anterior lucrările de investiții finalizate de operatori, acceptând sau, după caz, respingând anumite lucrări care nu îndeplinesc criteriile necesare, prevăzute de cadrul de reglementare menționat pentru a fi incluse în tariful reglementat.

Investițiile realizate de operatorii concesionari de distribuție a energiei electrice în perioada 2014 - 2017 față de planurile asumate, cu mențiunea că realizările aferente anului 2017 sunt încă în analiză, se prezintă în tabelul următor. Din datele prezentate în tabel, rezultă că în anul 2016 gradul de realizare la nivel de țară a programelor de investiții prognozate de operatorii de distribuție concesionari, din surse proprii, a fost de 90,6 %, iar în anul 2017 acesta a crescut la 94,8 %. Față de anul 2016 în care gradul de realizare a programului de investiții din surse proprii a variat între 70,3 % și 106,9 %, în anul 2017 toți operatorii de distribuție au înregistrat un grad de realizare de peste 90 %.

Gradul mediu la nivel de țară de recunoaștere a investițiilor în tariful de distribuție a fost la nivelul anului 2016 de 81,88 %, cu variații între operatori de la 72,72% pentru e-Distribuție Dobrogea la 100,85 % pentru Distribuție Energie Oltenia.

Nume distribuitor		2014	2015	2016	2017
Total tara	<b>Investiții totale prognozate*</b>	<b>1,397,216,028</b>	<b>1,588,375,708</b>	<b>1,627,832,190</b>	<b>1,788,598,139</b>
	surse proprii	1,013,712,719	1,237,908,801	1,373,474,698	1,545,347,345
	contribuții financiare	383,503,308	350,466,907	254,357,492	243,250,795
	<b>Investiții realizate</b>	<b>1,454,647,547</b>	<b>1,530,137,578</b>	<b>1,703,783,036</b>	<b>1,884,923,392</b>
	surse proprii	969,535,211	1,143,082,190	1,244,660,888	1,458,127,214
	contribuții financiare	485,112,337	387,055,389	459,122,148	426,796,177
	<b>Investiții recunoscute</b>	<b>869,246,544</b>	<b>1,028,373,126</b>	<b>1,124,641,907</b>	<b>-</b>
E- Distribuție Muntenia	<b>Investiții totale prognozate*</b>	<b>272,835,746</b>	<b>249,134,677</b>	<b>252,645,069</b>	<b>274,013,257</b>
	surse proprii	180,184,462	161,596,865	169,724,309	193,708,065
	contribuții financiare	92,651,284	87,537,812	82,920,760	80,305,192
	<b>Investiții realizate</b>	<b>248,672,218</b>	<b>215,984,939</b>	<b>297,342,638</b>	<b>284,659,243</b>
	surse proprii	166,995,964	137,994,102	162,344,913	180,598,986
	contribuții financiare	81,676,254	77,990,838	134,997,725	104,060,257
	<b>Investiții recunoscute</b>	<b>142,803,647</b>	<b>124,301,881</b>	<b>127,755,878</b>	
Enel Distribuție Banat	<b>Investiții totale prognozate*</b>	<b>113,435,592</b>	<b>129,948,977</b>	<b>140,900,696</b>	<b>149,231,115</b>
	surse proprii	72,313,366	92,353,164	105,190,683	113,817,495
	contribuții financiare	41,122,227	37,595,813	35,710,013	35,413,620
	<b>Investiții realizate</b>	<b>99,492,718</b>	<b>108,443,955</b>	<b>149,350,356</b>	<b>147,744,488</b>
	surse proprii	66,769,654	77,794,436	97,964,559	104,437,254
	contribuții financiare	32,723,065	30,649,519	51,385,797	43,307,234
	<b>Investiții recunoscute</b>	<b>61,040,992</b>	<b>66,768,358</b>	<b>76,491,282</b>	
E-Distribuție Dobrogea	<b>Investiții totale prognozate*</b>	<b>108,314,109</b>	<b>127,395,354</b>	<b>141,618,269</b>	<b>149,068,596</b>
	surse proprii	65,539,109	76,609,455	93,357,621	102,332,268
	contribuții financiare	42,775,000	50,785,899	48,260,648	46,736,328
	<b>Investiții realizate</b>	<b>108,474,749</b>	<b>94,063,754</b>	<b>133,509,247</b>	<b>120,351,147</b>
	surse proprii	61,816,565	64,446,784	86,171,024	93,626,609
	contribuții financiare	46,658,184	29,616,970	47,338,223	26,724,538
	<b>Investiții recunoscute</b>	<b>54,788,830</b>	<b>57,340,329</b>	<b>71,608,189</b>	
Distribuție Energie Oltenia	<b>Investiții totale prognozate*</b>	<b>207,222,559</b>	<b>198,485,254</b>	<b>194,424,505</b>	<b>197,679,191</b>
	surse proprii	155,055,397	160,843,684	162,857,617	166,962,444
	contribuții financiare	52,167,162	37,641,570	31,566,888	30,716,747
	<b>Investiții realizate</b>	<b>211,733,113</b>	<b>200,955,208</b>	<b>200,800,862</b>	<b>216,652,558</b>
	surse proprii	155,055,639	161,030,912	166,211,011	171,588,532
	contribuții financiare	56,677,473	39,924,296	34,589,851	45,064,026
	<b>Investiții recunoscute</b>	<b>138,904,003</b>	<b>156,485,357</b>	<b>164,236,351</b>	
DELGAZ GRID	<b>Investiții totale prognozate*</b>	<b>173,108,764</b>	<b>183,513,064</b>	<b>162,913,979</b>	<b>176,402,817</b>
	surse proprii	173,108,764	183,513,064	162,913,979	176,402,817
	contribuții financiare	-	-	-	-
	<b>Investiții realizate</b>	<b>196,355,397</b>	<b>219,123,909</b>	<b>210,272,328</b>	<b>232,463,779</b>
	surse proprii	155,691,001	178,565,028	174,094,023	172,335,225
	contribuții financiare	40,664,395	40,558,880	36,178,304	60,128,554
	<b>Investiții recunoscute</b>	<b>141,870,708</b>	<b>162,217,590</b>	<b>146,533,115</b>	
SDEE Muntenia Nord	<b>Investiții totale prognozate*</b>	<b>185,098,622</b>	<b>245,720,845</b>	<b>270,936,460</b>	<b>311,408,335</b>
	surse proprii	117,221,622	180,350,659	215,037,277	262,525,496
	contribuții financiare	67,877,000	65,370,186	55,899,183	48,882,839
	<b>Investiții realizate</b>	<b>194,552,449</b>	<b>195,724,577</b>	<b>193,518,695</b>	<b>267,612,025</b>
	surse proprii	120,511,911	144,903,430	159,971,460	240,210,954
	contribuții financiare	74,040,538	50,821,147	33,547,236	27,401,072
	<b>Investiții recunoscute</b>	<b>110,204,443</b>	<b>132,769,343</b>	<b>157,915,062</b>	
SDEE Transilvania Nord	<b>Investiții totale prognozate*</b>	<b>194,762,214</b>	<b>257,544,787</b>	<b>234,084,383</b>	<b>270,779,727</b>
	surse proprii	129,780,000	193,163,110	234,084,383	269,583,657
	contribuții financiare	64,982,214	64,381,677	-	1,196,069
	<b>Investiții realizate</b>	<b>183,142,035</b>	<b>255,701,529</b>	<b>292,211,149</b>	<b>317,196,255</b>
	surse proprii	120,478,435	194,431,718	236,069,320	253,965,560
	contribuții financiare	62,663,600	61,269,811	56,141,829	63,230,695
	<b>Investiții recunoscute</b>	<b>119,980,515</b>	<b>181,379,802</b>	<b>230,409,024</b>	
SDEE Transilvania Sud	<b>Investiții totale prognozate*</b>	<b>142,438,421</b>	<b>196,632,751</b>	<b>230,308,829</b>	<b>260,015,102</b>
	surse proprii	120,510,000	189,478,800	230,308,829	260,015,102
	contribuții financiare	21,928,422	7,153,951	-	-
	<b>Investiții realizate</b>	<b>212,224,868</b>	<b>240,139,708</b>	<b>226,777,761</b>	<b>298,243,897</b>
	surse proprii	122,216,042	183,915,779	161,834,577	241,364,095
	contribuții financiare	90,008,826	56,223,928	64,943,183	56,879,802
	<b>Investiții recunoscute</b>	<b>99,653,406</b>	<b>147,110,466</b>	<b>149,693,005</b>	

Tipul lucrărilor realizate în rețelele electrice de distribuție în anul 2017 se prezintă în tabelul următor:

Tip	Denumire categorie	Valoare [lei]
		<b>TOTAL, din care:</b>
<b>A</b>	<b>ESENTIALE - Total (A1+A2+A3+A4)</b>	<b>373,961,879</b>
A1	Retehnologizarea și modernizarea liniilor/stațiilor și posturilor de transformare existente care sunt supraîncărcate, considerate locuri de muncă cu condiții deosebite din punct de vedere al securității muncii, care au parametri tehnici necorespunzători	318,128,813
A2	Înlocuirea echipamentelor existente uzate fizic și moral pentru care nu există piese de schimb și pentru care nu mai pot fi executate lucrări de mentenanță corespunzătoare, înlocuirea echipamentelor pentru a se respecta condițiile de mediu	53,945,785
A3	Achiziția de echipament pentru asigurarea securității muncii	1,887,281
A4	Instalații pentru compensarea factorului de putere	0
<b>B</b>	<b>NECESARE - Total (B1+B2+B3+B4+B5+B6)</b>	<b>947,120,429</b>
B1	Înlocuirea echipamentelor existente amortizate, ai căror parametri tehnici nu mai corespund cu normativele în vigoare și care nu mai asigură respectarea parametrilor de performanță și calitate prevăzuți în legislație	35,294,239
B2	Înlocuirea de echipamente, lucrări de retnologizare și modernizare pentru reducerea CPT, înlocuirea grupurilor de măsurare	411,445,463
B3	Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție	413,468,796
B4	Realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori	25,357,615
B5	Implementarea sistemelor de măsurare inteligentă	44,799,967
B6	Noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare	16,754,349
<b>C</b>	<b>JUSTIFICABILE - Total (C1+C2+C3)</b>	<b>137,044,907</b>
C1	Echipamente de lucru	36,497,468
C2	Îmbunătățire condiții de muncă	62,887,324
C3	Preluări capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți	2,095,161
C4	Lucrări de modernizare din mentenanță	35,564,954

Stabilirea necesarului de lucrări de investiții și de mentenanță în rețelele electrice de distribuție la un nivel astfel dimensionat încât să se asigure siguranța, fiabilitatea și eficiența acestora este responsabilitatea exclusivă a operatorilor de distribuție. Aceștia pot și au obligația legală să stabilească programe de investiții și de mentenanță fundamentate pe analize și evaluări efectuate în cadrul activității de management al activelor.

### Alte aspecte relevante privind cooperarea transfrontalieră

Regulamentul (UE) 2015/1222 prevede alocarea implicită continuă ca metodă de alocare a capacităților în intervalele de timp ale pieței intrazilnice, soluția XBID - European Cross Border Intraday Initiative făcând parte din obiectivul Comisiei Europene de a stabili un mediu de tranzacționare continuă transfrontalieră, transparent și eficient, pe orizontul intrazilnic, în condițiile creșterii accelerate a capacității de producție intermitentă (pe baza de resurse regenerabile) înregistrată în ultimii ani. Această soluție se bazează pe un

sistem informatic comun care conectează sistemele de tranzacționare locale operate de bursele de energie electrică implicate în XBID și ia în considerare capacitățile de transport transfrontaliere furnizate de către operatorii de transport și de sistem implicați în proiect, în vederea alocării implicate continue.

În luna august 2017, Operatorii de Transport și de Sistem și Operatorii Piețelor de Energie Electrică Desemnați din Austria, Republica Cehă, Germania, Ungaria și România, respectiv 50Hertz, APG, ČEPS, EPEX SPOT, EXAA, HUPX, MAVIR, Nord Pool, OPCOM, OTE, TenneT și Transelectrica, au semnat un **Memorandum de Înțelegere privind stabilirea unui proiect de implementare local a soluției pentru piața intrazilnică transfrontalieră (XBID)** în vederea cuplării piețelor intrazilnice de energie electrică. Ulterior și Operatorul de Transport și de Sistem și Operatorul Pieței de Energie Electrică Desemnat din Croația (HOPS, CROPEX) au aderat la Memorandum. Toți participanții la proiect și-au exprimat interesul de a implementa tranzacționarea transfrontalieră continuă și de a introduce alocarea implicită a capacităților de transport transfrontaliere intrazilnice pe granițele Republica Cehă-Germania, Republica Cehă-Austria, Austria-Ungaria, Ungaria-Romania și Ungaria-Croația. Părțile au stabilit un Proiect de Implementare Local (numit **LIP 15**) care vizează îndeplinirea cerințelor stabilite de proiectul XBID privind piața intrazilnică transfrontalieră la nivelul UE. Toate părțile s-au angajat să contribuie activ la realizarea pieței interne europene a energiei, în conformitate cu Regulamentul Comisiei (UE) 2015/1222 din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (regulamentul CACM). Părțile LIP 15 depun eforturi pentru a se lansa cât mai curând posibil, după lansarea cu succes a primului val de LIP-uri, estimată în prezent de proiectul XBID pentru trimestrul I 2018. Pe baza calendarului inițial al proiectului, care va fi dezvoltat în continuare, părțile LIP 15 intenționează lansarea în trimestrul IV 2018 (al doilea val de LIP-uri) în funcție de evoluția primului val.

**Regiunea CORE de calcul al capacităților** a fost stabilită prin decizia ACER din 17 noiembrie 2016. Conform acesteia, autoritățile de reglementare care au competențe de a aproba decizii cu privire la Regiunea CORE de calcul al capacităților sunt: ACM (Olanda), AGEN-RS (Slovenia), ANRE (România), CRE (Franța), CREG (Belgia), E-Control (Austria), ERU (Republica Cehă), HEA (Ungaria), HERA (Croația), ILR (Luxemburg), URE (Polonia) și URSO (Slovacia). **Memorandumul de Înțelegere între toate autoritățile din Regiunea Core de calcul al capacităților** a fost semnat în luna septembrie 2017. Memorandumul este relevant, în primul rând, pentru implementarea prevederilor Regulamentului de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (CACM) și pentru Regulamentului de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (FCA), dar și pentru alte eventuale coduri și linii directe ale rețelei europene de energie electrică stabilite, sau care vor fi stabilite, în conformitate cu cel de-al treilea pachet energetic, ce au ca scop luarea de decizii cu privire la propunerile prezentate de către operatorii de transport și de sistem (OTS) sau de operatorii de piață nominalizați în domeniul energiei electrice (OPEED).

Având în vedere Decizia ACER nr. 6/2016 privind aprobarea regiunilor de calcul ale capacității, **România, Bulgaria și Grecia** au semnat **Memorandum-ul de Înțelegere Între Toate Autoritățile de Reglementare din Regiunea Sud Sud-EST de calcul al capacităților**, urmărind aceleași obiective ca și MoU CORE.

ANRE împreună cu Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul energiei, Grecia – RAE și Comisia de Reglementare pentru Apă și Energie, Bulgaria – EWRC au decis semnarea unui **Protocol de Colaborare pentru a contribui la îmbunătățirea activității de reglementare, prin schimbul de bune practici, precum și la dezvoltarea regională armonizată a cadrului de reglementare și a unui cadru general de cooperare pe termen lung**, având în vedere apartenența la Uniunea Europeană, existența unor frontiere comune, obligațiile de punere în aplicare a prevederilor codurilor rețelelor energetice și a altor

proiecte comune, unele condiții similare în aceste țări, procesele dinamice de dezvoltare și integrare a piețelor de energie electrică și gaze naturale și cerințele tot mai mari pentru autoritățile de reglementare.

### 2.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

#### Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

În conformitate cu prevederile Legii nr. 160/2012 privind organizarea și funcționarea ANRE, respectiv art. 9, alin.(1), lit.w), ANRE respectă și pune în aplicare toate deciziile relevante, cu forță juridică obligatorie, ale Agenției de Cooperare a Reglementatorilor în Domeniul Energiei - ACER și Comisiei Europene, iar, în măsura în care acestea privesc competențe ANRE, deciziile Comisiei Europene emise conform art. 39 paragraful 8 din Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE se pun în aplicare în termen de 60 de zile de la intrarea în vigoare a acestora.

În cursul anului 2017, ACER a emis următoarele decizii:

1. Decizia ACER nr. 04/2017 referitoare la propunerea Operatorilor Pieței de Energie Electrică Desemnați pentru armonizarea prețurilor minime și maxime aplicabile în piața pentru ziua următoare,
2. Decizia ACER nr. 05/2017 referitoare la propunerea Operatorilor Pieței de Energie Electrică Desemnați pentru armonizarea prețurilor minime și maxime aplicabile în piața în cursul zilei,
3. Decizia ACER nr. 06/2017 privind propunerea OTS din regiunea de calcul a capacităților din SE Europei referitoare la anexa regională la regulile armonizate de alocare pentru drepturile de transport pe termen lung,
4. Decizia ACER nr. 07/2017 privind metodologia de distribuire a veniturilor provenind din congestii.

Termenele de implementare ale deciziilor sunt: (1) și (2) după implementarea funcției de operator de cuplare piețe, (3) de la 01 ianuarie 2019 sau mai devreme în funcție de punerea în funcțiune a Platformei Unice de Alocare și (4) după implementarea metodologiei de calcul a capacității. Cel mai apropiat termen este pentru Decizia ACER nr. 06/2017, implementarea acesteia revenind OTS.

În cursul anului 2017, au fost întreprinse o serie de activități în vederea aplicării prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT) și ale Regulamentului de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei privind raportarea de date, pentru punerea în aplicare a art. 8 alineatele (2) și (6) din REMIT.

Astfel, au fost continuate acțiunile de conștientizare a operatorilor economici deja înscrși în Registrul național al participanților la piața angro de energie instituit la ANRE în vederea actualizării câmpurilor de date din *Anexa 3 - Informații privind participantul la piața angro de energie* (de exemplu codul EIC, pagina de internet, locul publicării informațiilor privilegiate) și *Anexa 7 - Informații privind părțile delegate pentru a raporta în numele participantului la piața angro de energie* (codul unic al părții delegate să raporteze în numele participantului la piață) din *Procedura de înregistrare a participanților la piața angro de energie în Registrul național*. Aceste acțiuni s-au desfășurat concomitent cu acțiunile OPCOM SA legate de obligativitatea obținerii codului ACER (și deci, implicit, necesitatea înscrierii în Registrul național) pentru titularii de licență care doresc să tranzacționeze pe piețele centralizate din



administrarea sa. În acest fel, în anul 2017, au fost înregistrați 32 de participanți noi pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale, conform cerințelor REMIT.

La sfârșitul anului 2017, dețineau cod ACER emis de ANRE un număr de **666 de participanți** pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale și **3 entități de tip RRM** (Mecanisme de Raportare Înregistrate/Registered Reporting Mechanisms), OPCOM SA, Bursa Română de Mărfuri și Transgaz, terțe părți autorizate de ACER pentru raportarea de date de tranzacționare și date fundamentale în conformitate cu Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014.

În cursul anului analizat, ANRE a primit **3 notificări privind suspiciuni de încălcare a prevederilor art. 3 și/sau 5 din REMIT**, în conformitate cu prevederile art. 15 din REMIT, referitoare la tranzacții realizate pe piața angro de energie electrică. Cazurile notificate se află în diferite stadii de analiză, de la analiza preliminară până la direcționarea acestora către compartimentul de investigații, în conformitate cu regulamentul elaborat potrivit legislației primare și procedura operațională de gestionare a notificărilor de încălcări ale art. 3 și art. 5 din REMIT. Totodată, în anumite cazuri, ANRE colaborează cu alte instituții și autorități naționale, direcționând către acestea rezultatele analizelor preliminare.

În ceea ce privește etapele de analiză/investigare legate de cazurile menționate, ANRE a colaborat permanent cu ACER, cu participanții la piață și cu operatorul pieței de energie electrică și gaze naturale. În plus, au avut loc întâlniri de lucru cu reprezentanți ai Consiliului Concurenței, în virtutea protocolului de colaborare încheiat între cele două instituții, fiind dezbătute teme legate de tipurile de manipulări ale pieței de energie și modelele de comportament anticoncurențial care pot conduce la manipulări de preț pe piața de energie electrică.

Analiza cazurilor de suspiciuni de încălcări ale REMIT se realizează în conformitate cu principiile, procedeele și criteriile descrise în deciziile, normele și documentele cu caracter orientativ ale ACER, dintre care menționăm *Ghidul de aplicare a Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie* și notele de orientare în care ACER detaliază modalitatea de aplicare a definițiilor de la art. 2 din REMIT.

În plus, ANRE urmărește permanent îmbunătățirea cooperării cu administratorii platformelor de tranzacționare în vederea respectării obligațiilor pe care aceștia le au în conformitate cu art. 15 din REMIT, în calitate de persoane care realizează tranzacții cu titlu profesional, precum și a aplicării interdicțiilor cu privire la abuzul de piață al participanților la piață. În 2017, au fost oferite îndrumări participanților la piață care au solicitat lămuriri cu privire la diverse aspecte legate de înscrierea în Registrul național al participanților la piața angro de energie, modul de raportare a datelor de tranzacționare, a datelor fundamentale, a excepțiilor de la raportare prevăzute în Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei.

**Respectarea de către operatorii de transport și sistem, operatorii de distribuție, proprietarii sistemelor și de către operatorii economici din sector a prevederilor legislației comunitare**

Aspectele solicitate au fost prezentate în capitolul 2.1.1. Separarea activităților.



## 2.2. Promovarea concurenței

### 2.2.1. Piața angro de energie electrică

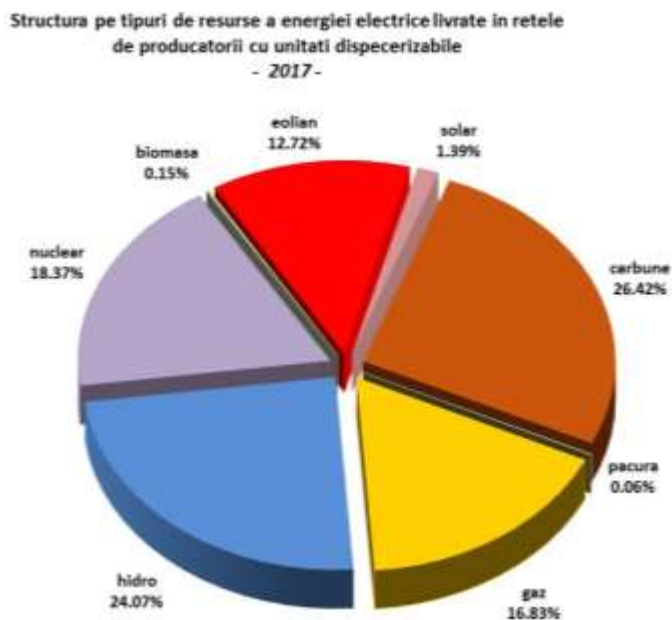
#### Structura pieței angro de energie electrică din România

Sectorul de producere a energiei electrice este organizat, în principal, pornind de la tipul de resursă primară utilizat în procesul de producere (hidro, nuclear, termo, eolian, fotovoltaic și biomasă). Operatorii economici din domeniul producerii, atât cei aparținând sectorului de stat, cât și celui privat își desfășoară activitatea pe bază de licență de exploatare comercială a capacităților de producere a energiei electrice emisă de ANRE, participând la piața de energie electrică.

În baza prevederilor *Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică pentru aprecierea nivelului de concurență pe piață și prevenirea abuzului de poziție dominantă* (Ordinul ANRE nr. 35/2006 cu modificările ulterioare) - Metodologia de monitorizare PAN - **procesul de monitorizare lunară a sectorului de producere** s-a adresat activității **producătorilor de energie electrică deținători de unități dispecerizabile (UD)**, indiferent de tipul de resursă primară utilizat, din perspectiva participării lor la piața de energie electrică. Din datele colectate lunar de la un număr de 125 producători deținători de UD pentru energie electrică din sursă hidro, nuclear, termo, eolian, fotovoltaic și biomasă (cel puțin a unui grup dispecerizabil), atât titulari de licență cu capital de stat, cât și aparținând sectorului privat, a rezultat că în anul 2017 a fost produsă o cantitate de energie electrică de 61.324 GWh, față de 61.797 GWh înregistrată în anul 2016.

Același raport se menține și în cazul cantității de energie electrică livrată în rețele (inclusiv consumul propriu și energia vândută direct la barele centralelor), care în anul 2017 a fost de 57.484 GWh, cu cca. 445 GWh mai mică față de cea din anul precedent.

Prezentăm în continuare structura energiei electrice livrate din unități de producere dispecerizabile, calculată pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale.



Sursa: Raportările producătorilor dispecerizabili de energie electrică - prelucrare ANRE -

Pornind de la cantitățile de energie electrică raportate în conformitate cu Metodologia de monitorizare PAN, prezentăm situația producătorilor dispecerizabili în funcție de energia electrică produsă în centralele proprii, în anul 2017, comparativ cu anul 2016.

Producător dispecerizabil	Energie electrică produsă 2017 (GWh)	Energie electrică produsă 2016 (GWh)	Evoluție față de anul 2016 (%)
Complexul Energetic Oltenia SA	14933	13542	▲10,3
Hidroelectrică SA	14039	17574	▼20,1
SN Nuclearelectrică SA	11509	11286	▲2,0
OMV Petrom SA	3645	3784	▼3,7
Electrocentrale București SA	2841	2493	▲14,0
Romgaz SA	1864	1628	▲14,5
Enel Green Power Romania SRL	1357	1236	▲9,8
Complexul Energetic Hunedoara SA	1199	1367	▼12,3
Tomis Team SRL	777	689	▲12,8
CET Govora SA	723	651	▲11,1
Ovidiu Development SRL	569	489	▲16,4
EDPR Romania (fost Ialomita Power)	522	363	▲43,8
Veolia Energie Prahova SRL	461	444	▲3,8
Crucea Wind Farm*	312	280	▲11,4
Cernavoda Power*	298	260	▲14,6
Alți producători dispecerizabili (cu cote de piață sub pragul de 0,5%)	6275	5711	▲9,9
TOTAL	61324	61797	▼0,8

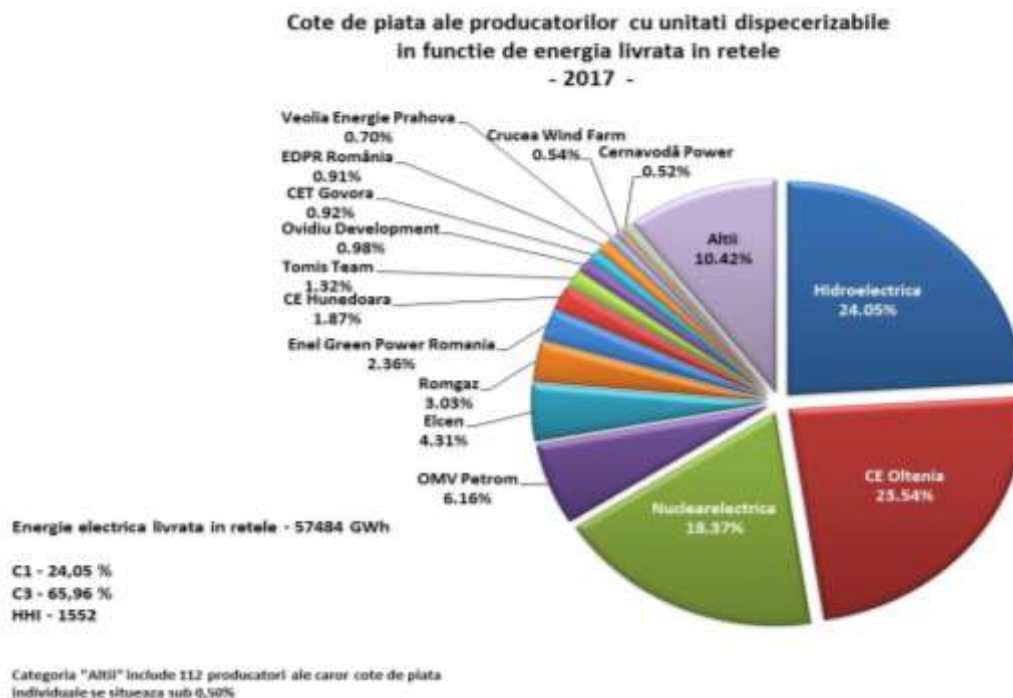
\* în 2016, au fost cuprinse la categoria "Alți producători dispecerizabili (cu cote de piață sub pragul de 0.5%)"

Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică - prelucrare ANRE

Sectorul de producere este dominat de producătorii de energie din surse convenționale (hidro, termo, nuclear), care asigură cca. 85% din energia produsă în unități dispecerizabile. Față de situația anului precedent, ierarhia primilor producători mari s-a modificat, CE Oltenia ajungând pe primul loc în ceea ce privește energia electrică produsă, dar menținându-se pe locul secund din punct de vedere al energiei electrice livrate în rețele. Cote de piață mai mari de 5% din cantitatea totală produsă înregistrează primii 4 producători (CE Oltenia, Hidroelectrică, Nuclearelectrică și OMV Petrom), reprezentând împreună cca. 72% din energia produsă în unitățile dispecerizabile. În același timp, un număr de 8 producători

dispecerizabili, printre care și un producător eolian (Enel Green Power Romania), înregistrează cantități de peste 1 TWh, însumând cumulativ cca. 84% din producția din unități dispecerizabile, situație apropiată de cea din anul precedent.

În graficul următor, prezentăm cotele de piață din anul 2017, calculate în funcție de energia livrată în rețele, în care, deși ierarhia față de anul 2016 este ușor modificată pentru primele 2 poziții, producătorii care înregistrează cantități livrate de peste 1 TWh sunt aceiași.



Sursa: Raportările lunare ale producătorilor dispecerizabili de energie electrică - prelucrare ANRE

**Valorile din acest an ale indicatorilor de concentrare păstrează sectorul de producere a energiei electrice în zona limitelor care despart piețele cu un grad moderat de concentrare de cele cu un grad de concentrare ridicat.**

Pe ansamblu, **anul 2017 s-a caracterizat prin creșterea cu peste 3% a consumului intern de energie electrică față de cel din 2016**, calculat pe baza energiei livrate în rețele de producătorii cu putere instalată mai mare de 5 MW și a soldului import-export. La nivelul anului, energia livrată de producători a fost mai redusă decât cea livrată în anul precedent, iar soldul schimburilor comerciale cu alte sisteme electroenergetice a fost exportator și a reprezentat o cantitate mai mică decât în 2016.

Deși curba consumului intern a avut evoluția sezonieră așteptată, în fiecare lună din 2017 au existat creșteri ale consumului intern față de valorile lunare corespondente din 2016, cu excepția lunii decembrie 2017, când, deși pe sens ascendent față de luna anterioară, s-a înregistrat un consum intern mai mic decât cel din decembrie 2016. Cele mai mari diferențe față de lunile din anul precedent s-au înregistrat în lunile ianuarie și respectiv august (cu aprox. 7% mai mult în 2017 față de luna corespondentă din 2016), în timp ce, cele mai apropiate valori de consum intern au fost cele din lunile octombrie și noiembrie (sub 1% între 2017 și 2016). Diferențele mai mari la nivelul lunilor ianuarie și august au corespuns unor luni cu condiții meteo extreme, iarna 2016-2017 fiind una cu valori deosebit de scăzute, iar vara 2017 fiind una secetoasă pe o perioadă lungă de timp.

Comparația cu valorile totale de energie electrică livrată în anul 2016, raportate de producătorii cu UD, indică în anul 2017 o ușoară scădere la nivelul SEN (sub 1%). La nivel de surse primare, cantitățile de energie electrică produse și livrate pe bază de păcură au fost de 4 ori mai mici decât cele din anul precedent, iar cele obținute din sursă hidro au fost cu cca. 20% mai reduse comparativ cu aceeași perioadă de analiză. Creșteri față de 2016 s-au înregistrat la energia electrică pe bază de cărbune și pe bază de gaze naturale (cea mai mare creștere înregistrând-o producătorul CE Oltenia) și respectiv cea din sursă eoliană (determinată atât de apariția unor noi producători eolieni cu grupuri dispeceerizabile, cât și de condițiile de vânt favorabile pentru acest tip de resursă).

### Piața angro de energie electrică

Piața angro de energie electrică este definită drept totalitatea tranzacțiilor desfășurate de către participanții la piață, titulari de licențe emise de ANRE, care includ revânzările de energie electrică dintre participanți, realizate în scopul ajustării poziției contractuale și obținerii de beneficii financiare. Volumele astfel tranzacționate depășesc cantitatea livrată fizic de la producere către consum. Modificările de structură a pieței angro, intervenite o dată cu intrarea în vigoare a Legii, au continuat și s-au consolidat pe măsură ce participanții la piață au înlocuit tranzacțiile derulate pe piața de contracte bilaterale negociate cu tranzacții încheiate pe piețele centralizate organizate la nivelul OPCOM SA în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu. Prezentăm, în continuare, evoluția anuală a volumelor tranzacționate, pe fiecare din componentele pieței angro, în perioada 2013-2017, însoțită de evoluția grafică a volumelor lunare tranzacționate, comparativ cu consumul intern lunar pentru aceeași perioadă. Este prezentată, de asemenea, evoluția valorilor componentelor pieței angro de energie electrică față de valorile anului precedent, precum și ponderea din consumul intern înregistrat în 2017.

Evoluția lunară a acestor volume în cifre absolute, inclusiv a prețurilor medii realizate pe respectivele componente ale pieței angro poate fi accesată pe site-ul [www.anre.ro](http://www.anre.ro), în cadrul Raportului lunar privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică.

Componentele pieței angro	2013 (GWh)	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	Evoluție față de anul 2016 - % -	Pondere din consum intern 2017 - % -
Piața contractelor reglementate	16755	9058	6413	4152	1741	▼58,1	3,2
Piața contractelor negociate direct	15386	4611	1509	1283	616	▼52,0	1,1
Piața contractelor pe alte platforme (brokeraj)*	5466	-	-	-	-	-	-
Piețe centralizate de contracte bilaterale, din care:	18779	37284	56717	65337	59829	▼8,4	109,6
PCCB-LE**	N/A	34319	31407	21729	22821	▲5,0	41,8
PCCB-NC**	N/A	1621	7915	12718	11474	▼9,8	21,0
PC-OTC	-	1344	17394	30890	25534	▼17,3	46,8
Piața centralizată pentru serviciul universal	-	-	4592	8046	5601	▼30,4	10,3
Piața pentru Ziua Următoare	16346	21496	22496	25810	24716	▼4,2	45,3
Piața Intrazilnică	14	64	76	131	152	▲16,0	0,3
Piața de Echilibrare	4168	4169	4861	4001	4497	▲12,4	8,2

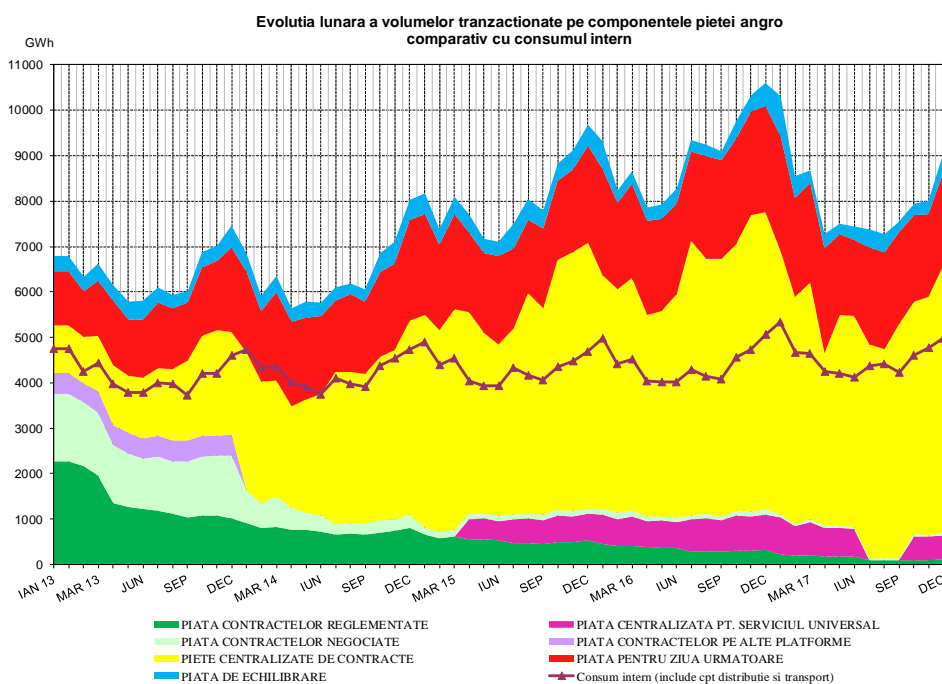
Componentele pieței angro	2013 (GWh)	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	Evoluție față de anul 2016 - % -	Pondere din consum intern 2017 - % -
Export***	2466	8200	10504	8587	6548	▼23,7	12,0

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE

\*După intrarea în vigoare a Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 și introducerea obligativității tranzacționării în mod transparent, public, centralizat și nediscriminatoriu, volumul tranzacțiilor derulate pe contracte încheiate pe platforme de brokeraj, altele decât cele administrate de OPCOM SA s-a diminuat treptat

\*\*Pentru anul 2013, datele privind volumele tranzacționate pentru cele două modalități de tranzacționare existente la acea data (PCCB și PCCB-NC) sunt disponibile doar cumulat

\*\*\*Cantitatea aferentă contractelor de export, în anul 2017, a rezultat din raportările participanților la PAN și include atât cantitățile exportate de furnizori, cât și cele exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica, în calitate sa de agent de transfer pentru PZU cuplat; volumele de export au fost verificate cu notificările din platforma DAMAS, în unele cazuri existând mici diferențe



Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE

În anul 2017, predominantă a fost tranzacționarea pe piețele centralizate de contracte bilaterale de energie electrică organizate la nivelul OPCOM SA (PC-OTC, PCCB-LE și PCCB-NC), care asigură în special tranzațiile pe contracte încheiate pe termen mediu sau lung, urmate de PZU în cazul tranzațiilor pe termen scurt. În contextul legislativ impus de Lege, tranzațiile realizate pe platforme de brokeraj au fost practic sistate în 2014, participanții îndreptându-se către piața centralizată cu negociere dublă continuă de la nivelul OPCOM SA, cu instrumente de tranzacționare variate.

În același timp, volumul energiei electrice tranzacționate pe contracte bilateral negociate a fost în continuă scădere, atingând în 2017 cea mai mică pondere raportată la consumul intern (cca. 1,1%), fiind vorba de cantități aflate în derulare pe contracte încheiate de producători și furnizori concurențiali, anterior intrării

în vigoare a Legii. Se constată, de asemenea, creșterea cu cca. 12,4% a volumului energiei electrice tranzacționate pe piața de echilibrare față de 2016. Și în anul 2017, ca de altfel și în anii anteriori, s-au înregistrat diferențe mari între energia electrică efectiv livrată de operatorii economici care exploatează comercial centrale eoliene și fotovoltaice și notificările lor fizice, diferențe care au condus la necesitatea echilibrării balanței producție – consum. La creșterea precizată au contribuit semnificativ dezechilibrele mari înregistrate la nivel de sistem, în lunile ianuarie și februarie 2017, cauzate, în principal, de subcontractarea unor participanți, pe piețele anterioare PI și PE, un factor determinant fiind denunțările unilaterale ale unor contracte încheiate pe piețele centralizate de contracte administrate de OPCOM SA și sistările livrărilor de energie electrică aferente acestora către clienții finali.

Din datele prezentate se constată că dintre piețele centralizate de contracte bilaterale, singura care a înregistrat o creștere a volumului tranzacționat față de anul anterior este PCCB-LE, în timp ce PCCB-NC și PC-OTC au înregistrat reduceri ale volumelor tranzacționate. Piața de energie electrică pentru clienții finali mari este în continuare inactivă, până la sfârșitul anului 2017 nefiind depusă nicio ofertă inițiatore, iar PI continuă să înregistreze o pondere nesemnificativă, în pofida creșterii volumului tranzacționat față de anul 2016. În ceea ce privește activitatea comercială transfrontalieră, din analiza datelor colectate de la participanții la piață, prezentată în tabelul următor, rezultă faptul că aceasta s-a redus pe partea de export în anul 2017 comparativ cu anul anterior, înregistrând o ușoară creștere pe cea de import de energie electrică.

Pe ansamblu, se poate constata faptul că România își menține poziția, de exportator net în regiune, deși diferența dintre cantitățile exportate și cele importate se diminuează de la an la an.

Tranzacții import/export	2015	2016	2017
Export			
Volum (GWh)	10504	8587	6548
Preț mediu (lei/MWh)	168,05	155,58	189,7
din care, prin PZU cuplat*			
Volum (GWh)	34	717	804
Preț mediu (lei/MWh)	157,75	143,57	178,25
Import			
Volum (GWh)	3776	3570	3654
Preț mediu (lei/MWh)	157,43	149,81	242,53
din care, prin PZU cuplat*			
Volum (GWh)	2953	2249	2031
Preț mediu (lei/MWh)	157,93	150,82	252,70

\*din 19 noiembrie 2014

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE Transselectrica SA – prelucrare ANRE



Pentru o analiză comparativă cu valorile anului anterior, sunt prezentate în continuare prețurile medii anuale pe fiecare componentă a PAN:

Prețuri medii pe componentele pieței angro	2017 -lei/MWh-	2016 -lei/MWh-	Evoluție 2017 față de anul 2016 - % -
Piața contractelor reglementate	121,12	136,90	▼ 11,5
Piața contractelor negociate direct	158,93	144,67	▲ 9,9
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	170,69	157,62	▲ 8,3
PCCB-LE	165,97	158,36	▲ 4,8
PCCB-NC	175,17	155,90	▲ 12,4
PC-OTC	172,89	157,80	▲ 9,6
Piața centralizată pentru serviciul universal	187,01	162,94	▲ 14,8
Piața pentru Ziua Următoare*	219,95	149,74	▲ 46,9
Piața Intrazilnică**	178,85	126,12	▲ 41,8
Piața de Echilibrare***	336,19	272,19	▲ 23,5
Export****	189,70	155,58	▲ 21,9

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE

\* prețul mediu anual este calculat ca medie aritmetică a prețurilor zilnice de închidere a pieței publicate de OPCOM SA.

\*\* prețul mediu anual este calculat pe baza volumului și valorii tranzacționate anuale publicate de OPCOM SA; diferența față de prețurile publicate în anul 2016 se datorează modificării modului de calcul al datelor publicate de OPCOM SA.

\*\*\* prețul mediu anual este calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii lunare de deficit.

\*\*\*\*prețul mediu anual reflectă informațiile de preț referitoare la cantitățile exportate de furnizori, ca și cele exportate prin intermediul CNTEE Transelectrica SA, în calitate de agent de transfer pentru PZU cuplat.

Referitor la prețurile medii pe piața angro de energie electrică prezentate, facem următoarele precizări:

- prețurile medii nu conțin TVA, accize sau alte taxe și s-au determinat prin ponderarea prețurilor cu cantitățile livrate lunar corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare raportate lunar de către participanții la piață, cu excepțiile menționate anterior;
- toate prețurile includ componenta TG a tarifului de transport (pentru piețele centralizate aceasta este inclusă, de ofertanți, în preț).

Analiza comparativă a prețurilor medii anuale rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2017, față de anul precedent, relevă creșterea prețurilor medii anuale pe toate componentele pieței angro cu excepția celei reglementate, în condițiile creșterii consumului intern, a situației regionale caracterizată de condiții meteorologice similare celor din România, a condițiilor de piață înregistrate în anul 2017: diminuarea resursei hidro, indisponibilități programate sau accidentale ale unor unități dispecerizabile importante, creșterea cantităților oferite la cumpărare și a disponibilității participanților de a achiziționa energie la prețuri mari și foarte mari pe PZU, suspendarea licitațiilor pe PCSU pentru trimestrul III din cauza lipsei ofertei de vânzare înregistrată în luna iunie. Toate acestea au condus la înregistrarea unui deficit de energie pe termen lung pe piață, rezultând o lipsă acută de ofertă pe PZU, corelată cu o creștere a necesarului de energie de acoperit pe PE.

## Piața concurențială

Volumul tranzacțiilor cu energie electrică derulate pe piața concurențială a scăzut cu 7%, comparativ cu cel realizat în anul 2016. Piața concurențială include tranzacțiile derulate pe piețele centralizate de contracte bilaterale, Piața centralizată cu negociere dublă continuă, PCSU, PZU, PI și PE, dar și pe piața contractelor bilaterale negociate direct.

Volumele tranzacțiilor cu energie electrică derulate pe bază de contracte de import/și export sunt semnificativ mai mici decât volumele lunare tranzacționate în 2016.

Se remarcă evoluția lunară diferită a volumelor importate față de cele exportate. Creșterea semnificativă a volumelor importate în lunile februarie, mai, iulie, august, septembrie și octombrie, corelată cu scăderea volumelor exportate în lunile februarie, aprilie, mai, iunie, iulie, august și noiembrie au condus la înregistrarea de variații semnificative ale soldului export-import pentru lunile februarie, mai, iulie, august, septembrie, octombrie și noiembrie 2017. În luna august 2017, s-a înregistrat chiar un sold negativ, posibil și ca rezultat al funcționării cuplate a celor 4 piețe spot, prețurile scăzute înregistrate în celelate 3 țări membre ale proiectului 4M MC influențând negativ exportul pe PZU.

Privită din punctul de vedere al activității producătorilor dispecerizabili, piața concurențială (fără considerarea dezechilibrelor) a avut următoarea structură a vânzărilor:

Vânzări totale ale producătorilor pe piața concurențială		100% (60.734 GWh)
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor bilaterale negociate direct pe PAN sau încheiate pe PAM	9,8%
	1. Cu furnizori	1,0%
	2. Cu clienți finali	8,8%
B.	Tranzacții realizate prin mecanismele piețelor centralizate de contracte	57,6%
	1. Cu furnizori	52,9%
	2. Cu distribuitori	3,7%
	3. Cu alți producători	0,4%
	4. Cu operatorul de transport și sistem	0,6%
C.	Tranzacții pe PCSU	5,9%
D.	Tranzacții pe PZU și PI	26,7%

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE

Pe ansamblu, vânzările producătorilor dispecerizabili pe piața concurențială au reprezentat în 2017 o cantitate de aproape 61 TWh, tranzacționată la prețul mediu anual de 182,99 lei/MWh (în care este inclusă componenta TG a tarifului de transport); comparativ cu valorile anului 2016, se remarcă o creștere cu 3% a cantităților de energie electrică vândute și o creștere cu 16,1% a prețului mediu anual.

Cea mai mare parte din respectiva cantitate a fost vândută pe piețele centralizate de contracte bilaterale (cca. 35 TWh), iar din aceasta preponderentă a fost vânzarea către furnizorii de energie electrică (32,1 TWh la prețul mediu de 165,27 lei/MWh). Cantități mari au fost vândute și prin intermediul piețelor pe termen scurt (PZU și PI) - cca. 16,2 TWh la prețul mediu anual de 223,84 lei/MWh. Față de anul precedent, structura de vânzare a producătorilor dispecerizabili a continuat să se modifice, mărindu-se

cantitatea tranzacționată pe piețele de tip PCCB în detrimentul PCSU, PZU și PI, piețe care au înregistrat reduceri de 33,4%, respectiv 6,6% și 27,4%.

În următorul tabel este prezentată structura pieței concurențiale din punctul de vedere al vânzărilor realizate de furnizorii de energie electrică (fără considerarea dezechilibrelor):

Vânzări totale ale furnizorilor pe piața concurențială		100% (69.131 GWh)
A.	Tranzacții realizate în urma contractelor bilaterale negociate direct sau încheiate pe PAM	52,7%
	1. Cu alți furnizori	0,0%
	2. Cu parteneri externi (export)	8,3%
	3. Cu producători	0,0%
	4. Cu operatori distribuție	0,0%
	5. Cu clienți finali	44,4%
B.	Tranzacții realizate prin mecanismele piețelor centralizate	36,0%
	1. Cu alți furnizori	30,5%
	2. Cu producători	2,3%
	3. Cu operatorul de transport și sistem	0,4%
	4. Cu operatorii de distribuție	2,8%
C.	Tranzacții realizate pe PCSU	2,9%
D.	Tranzacții pe PZU și PI	8,4%

Sursa: Raportările lunare ale participanților la piața angro de energie electrică, OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE

În anul 2017, cu excepția contractelor de export, toate contractele de vânzare bilaterale directe au fost încheiate de furnizorii activi cu clienții finali pe PAM, nemaexistând contracte negociate direct pe piața angro, situație datorată probabil finalizării ciclului de viață al acestui tip de contracte încheiate înainte de intrarea în vigoare a Legii sau rezilierii unora dintre acestea.

Cel mai mic preț mediu anual realizat de furnizori la vânzare (inclusiv componenta de injecție a energiei electrice în rețeaua de transport) este înregistrat pentru contractele de vânzare pe piața contractelor bilaterale încheiate prin licitație extinsă - PCCB-LE (169,48 lei/MWh), iar cel mai mare preț mediu anual este înregistrat pe piața contractelor bilaterale încheiate prin negociere dublă continuă - PC-OTC (178,71 lei/MWh). Se remarcă faptul că prețul mediu pe PCSU (187,29 lei/MWh) a înregistrat în anul 2017 valori mai mari decât cele înregistrate pe celelalte piețe centralizate de contracte administrate de OPCOM SA.

În 2017, prețul mediu la care FUI au achiziționat energia electrică de pe piețele de tip PCCB (216,56 lei/MWh) este mai mic decât cel la care au achiziționat energia electrică pe PZU (242,45 lei/MWh).

În ceea ce privește activitatea operatorilor de distribuție, aceștia au achiziționat 6 TWh energie electrică numai prin intermediul pieței concurențiale, în principal prin intermediul produselor existente pe PCCB-LE (cca. 54,7% din volumul achiziției anuale), urmată de achiziția de pe PZU (cca. 30%). Se remarcă următoarele:

- pentru un operator de distribuție, achiziția pe PC-OTC reprezintă cca. 31% din totalul achiziției sale, din care cca. 92% este realizată de la parteneri din cadrul aceluiași grup;
- operatorii de distribuție activi pe PZU în 2016 și-au menținut această preferință și în 2017, trei dintre aceștia majorându-și achiziția din PZU comparativ cu 2016.

În ceea ce privește tranzacțiile totale realizate de participanți pe piețele centralizate de contracte bilaterale este de remarcat menținerea ponderii majoritare a tranzacționării pe PC-OTC în anul 2017 comparativ cu anul precedent. În 2017, s-a înregistrat o creștere a ponderii PCCB-LE, PCCB-NC menținându-se la aceleași valori. Structura finală a activității pe piețele centralizate de contracte este următoarea: 19% din volume au fost tranzacționate pe PCCB-NC, 38% pe PCCB-LE, iar restul de 43% pe PC-OTC.

### **Piața centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică - PC-OTC**

Această piață reprezintă un cadru organizat la nivelul OPCOM SA în scopul tranzacționării centralizate în regim concurențial pe baza unor contracte prestabilite de vânzare-cumpărare a energiei electrice, având la bază criteriile de eligibilitate proprii fiecărui participant. Tranzacționarea se face pe bază de instrumente-standard, caracterizate de durata de tranzacționare (zi, week-end, săptămână, lună, trimestru, semestru, an) și de profilul de livrare (bandă, vârf sau gol), utilizând contracte-cadru agreeate de părți înainte de tranzacționare; o parte din tranzacții a fost încheiată prin procedura de intermediere (tranzacții sleeve); începând cu luna noiembrie 2014, în conformitate cu prevederile Regulamentului PC-OTC, este obligatorie utilizarea contractelor tip EFET.

Demarată în luna mai 2014, PC-OTC a fost și în anul 2017 cea mai importantă dintre componentele pieței angro de energie electrică, energia electrică livrată pe această piață având o cotă de piață de 46,8% din consumul intern și reprezentând cca. 24,6% din totalul tranzacțiilor de vânzare de pe piața angro.

În anul 2017, activitatea participanților pe această piață s-a redus față de anul anterior, înregistrându-se o reducere a numărului de contracte tranzacționate de la 10.176 la 3.816.

Atât volumele tranzacționate lunar, cât și cele contractate pentru luna de raportare pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PC-OTC au scăzut comparativ cu anul anterior, ajungând ca la finele anului 2017 cantitatea tranzacționată să scadă semnificativ față de anul 2016, cu cca. 35%, în timp ce cantitatea anuală contractată pentru livrare a înregistrat o reducere de 3% față de anul precedent.

Concomitent cu reducerea volumului tranzacțiilor, se remarcă o creștere cu cca. 25% a prețului mediu ponderat de tranzacționare, de la 156,24 lei/MWh în 2016 la 195,26 lei/MWh în 2017.

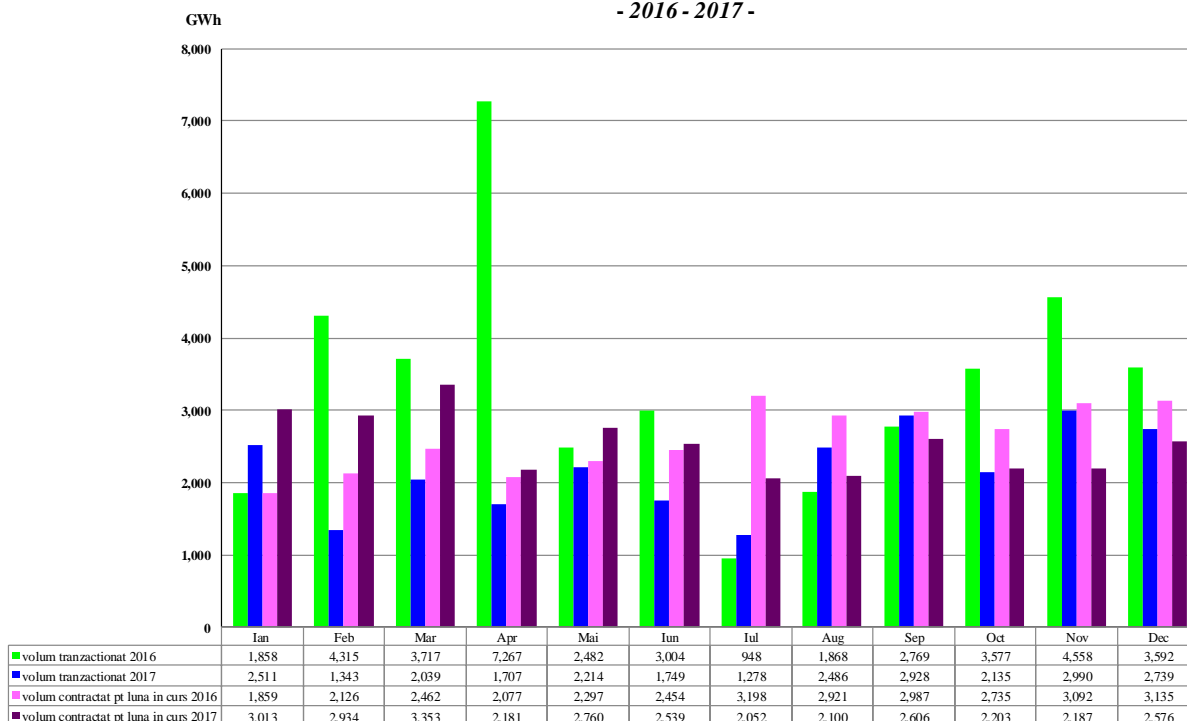
Cantitatea anuală livrată în luna de raportare pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PC-OTC a fost de 25.534 GWh, la prețul mediu anual de 172,89 lei/MWh. Cantitățile livrate lunar au variat între un minim de 1.696 GWh (38,7% din consumul intern) în luna iulie 2017 și un maxim de 2.871 GWh (53,8% din consumul intern) în luna ianuarie 2017. Prețurile medii lunare au variat în intervalul 149,16 lei/MWh (în luna aprilie) - 191,41 lei/MWh (în luna decembrie).

Vânzările furnizorilor pe această piață în 2017 au reprezentat cca. 66% din întreaga cantitate tranzacționată, la prețul mediu anual de 178,71 lei/MWh, în timp ce producătorii au vândut cca. 34% din cantitatea totală tranzacționată, la prețul mediu anual de 161,69 lei/MWh. Datele privind cantitățile livrate și prețurile aferente au fost obținute pe baza raportărilor lunare ale participanților la piață și se referă la energia electrică livrată în luna de raportare, ca urmare a unor tranzacții încheiate pe PC-OTC.

Indicatorul de concentrare HHI, calculat de OPCOM SA în funcție de volumul pe care fiecare participant îl are contractat pentru livrare, a înregistrat valori lunare în domeniul 611-865 la vânzare și în domeniul 376-450 la cumpărare, iar cel al indicatorului de concentrare C3 a înregistrat în mod constant valori mai mici de 40%.

În graficul următor sunt prezentate informațiile privind volumele tranzacționate și cele aflate în livrare în luna de raportare pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PC-OTC în anii 2016 și 2017.

**Volume tranzacționate și volume contractate pentru luna de raportare  
pe contracte încheiate pe PC-OTC  
- 2016 - 2017 -**



Sursa: Raportări lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

OPCOM SA calculează și publică zilnic prețuri de referință pentru fiecare produs al PC-OTC, calculate ca medie aritmetică a propunerilor participanților la PC-OTC.

Prețurile medii de tranzacționare, determinate ca medii ponderate ale prețurilor cu cantitățile de energie electrică tranzacționate prin intermediul instrumentelor specifice - produse-standard - ce pot fi tranzacționate pe PC-OTC pentru fiecare profil de livrare (bandă, gol, vârf), sunt calculate și publicate zilnic de OPCOM SA pe site-ul propriu la secțiunea Tranzacții-Rezultate. La secțiunea Piața centralizată cu negociere dublă continuă PC-OTC, OPCOM publică și informații zilnice privind produsele tranzacționate și date agregate, de sinteză și statistici, precum și date/informații publicate în conformitate cu prevederile art. 26 din Regulamentul PC-OTC, în anul 2017 fiind publicate informații complete despre 701 tranzacții. În lunile ianuarie și februarie 2017, s-au înregistrat recorduri ale variațiilor maxime ale prețurilor de închidere, de 123%, respectiv 128%. Din analiza succintă a informațiilor cuprinse în rapoartele lunare de monitorizare transmise de OPCOM SA se remarcă următoarele:

- prețul mediu lunar de tranzacționare a aceluiași produs diferă în funcție de luna de tranzacționare a acestuia și de specificitatea fiecăruia dintre produsele tranzacționate;

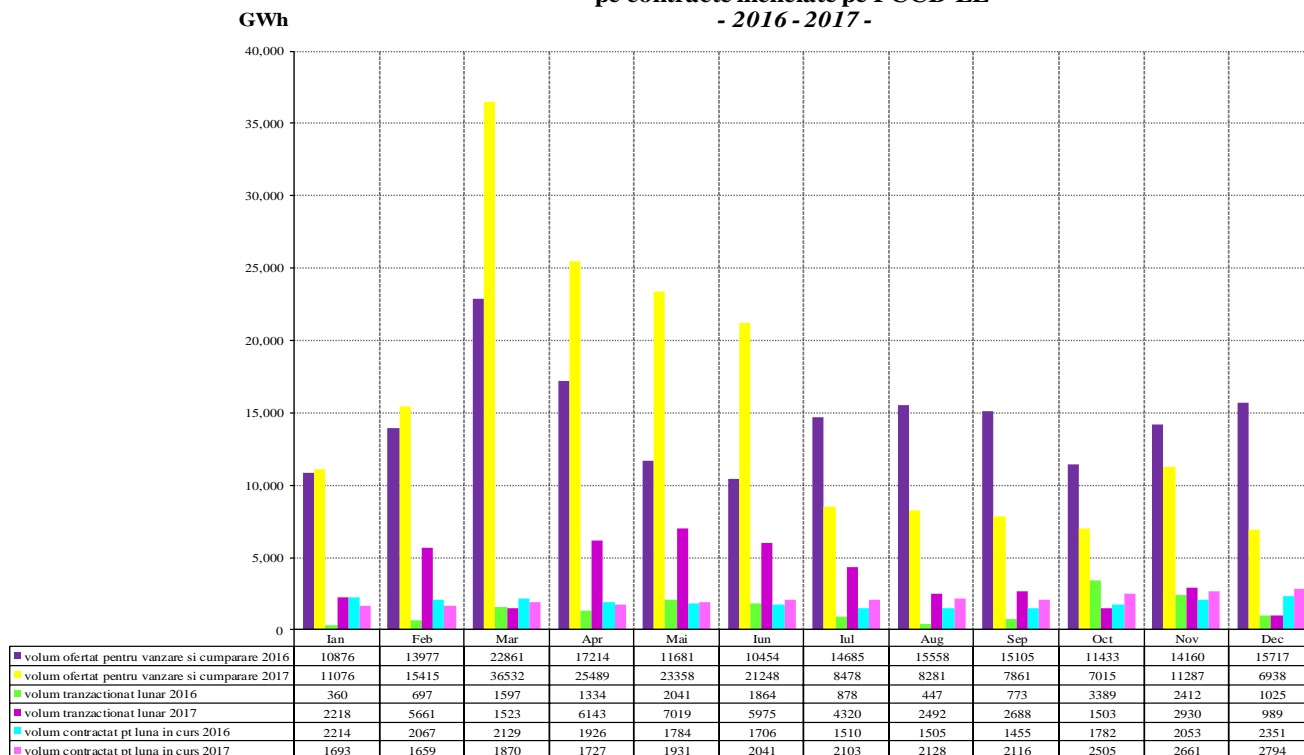
- au fost tranzacționate cantități semnificative prin intermediul instrumentelor specifice produselor-standard cu profil de livrare în bandă pentru contracte lunare, trimestriale, semestriale și anuale;
- numărul mare de tranzacții încheiate între participanții-membri ai unor grupuri de companii și faptul că în cazul unuia dintre grupuri, atât furnizorul de ultimă instanță, cât și operatorul de distribuție concesionar au încheiat contracte cu companiile din grup.

### Piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică, cu cele trei modalități de tranzacționare – PCCB-LE, PCCB-NC și PCCB-PC

În anul 2017, tranzacționarea pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică s-a desfășurat conform prevederilor cadrului de reglementare aprobat prin Ordinul ANRE nr. 78/2014, care a stabilit trei modalități de tranzacționare specifice - licitație publică extinsă (PCCB-LE), licitație publică cu negociere continuă (PCCB-NC) și contracte de procesare a combustibilului (PCCB-PC). Numărul participanților înregistrați la PCCB-LE în anul 2017 s-a situat constant peste valoarea de 340, minimum fiind înregistrat în decembrie 2017, iar maximum - de 355 de participanți - în lunile mai și august. Energia livrată pe PCCB-LE a reprezentat 41,8% din consumul intern și cca. 22% din totalul tranzacțiilor de vânzare de pe piața angro. În anul 2017, activitatea participanților pe această piață s-a intensificat comparativ cu anul 2016, înregistrându-se o creștere cu cca. 5,3% a volumului de energie electrică oferit pentru tranzacționare (vânzare și cumpărare) și cu cca. 158% a volumului de energie electrică tranzacționat.

În graficul următor sunt prezentate volumele lunare oferite, tranzacționate și aflate în livrare în luna de raportare, care caracterizează PCCB-LE în anul 2017, comparativ cu anul 2016.

**Situația ofertelor, a volumelor tranzacționate și a volumelor contractate pentru luna de raportare pe contracte încheiate pe PCCB-LE - 2016 - 2017 -**



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE



Ofertele de vânzare sau de cumpărare de energie electrică introduse pe PCCB-LE au caracteristici ferme privind durata livrării, profilul zilnic de livrare, cantitatea totală și orară, prețul minim solicitat și respectiv prețul maxim oferit. După încheierea tranzacțiilor, aceste caracteristici determină valori precise, fixe, constante ale cantităților și prețului la nivelul celor stabilite la tranzacționare, pentru toată perioada de valabilitate a contractului. În cadrul licitației se acceptă oferte de ambele părți, atât de vânzare, cât și de cumpărare, fiind posibilă existența mai multor ofertanți de ambele părți.

Analiza comparativă a volumelor ofertate lunar pentru vânzare și cumpărare relevă faptul că în primele 6 luni ale anului 2017 au fost oferite la tranzacționare volume mai mari decât în lunile similare din 2016, acestea reducându-și valorile în partea a doua a anului 2017.

Volumele tranzacționate lunar au înregistrat creșteri semnificative în majoritatea lunilor anului 2017 comparativ cu lunile similare din 2016 (ajungând la 712,5% în februarie), cu excepția lunilor martie, octombrie și decembrie 2017.

În ceea ce privește volumele totale contractate pentru luna de raportare, sunt de remarcat reducerile volumelor contractate pentru perioada ianuarie – aprilie 2017 față de perioada similară a anului 2016, în timp ce pentru restul anului 2017 au fost contractate volume lunare mai mari decât cele contractate pentru anul anterior. Volumele contractate pentru luna de raportare includ volumele contractate pe PCCB până în decembrie 2014; acestea reprezintă cca. 0,8% din volumul total contractat pentru livrare în anul 2017, reducându-și substanțial ponderea (cu 83%) față de anul 2016.

Participantul cel mai activ din punct de vedere al intenției de vânzare a fost producătorul CE Oltenia SA, care a oferit cele mai mari volume destinate vânzării.

Referitor la tranzacțiile de vânzare încheiate, s-au remarcat doi mari producători: CE Oltenia SA și SN Nuclearelectrica SA, care au deținut pe rând poziția primului vânzător (cu cote care au variat între 17,7% în luna ianuarie 2017 și 29,1% în luna iulie 2017).

Din analiza ofertelor de cumpărare, reiese faptul că în perioada ianuarie-februarie 2017, cel mai interesat de achiziția de energie pe această piață a fost Arelco Power SRL, fără a reuși să-și concretizeze intențiile de cumpărare, deoarece primul cumpărător în aceste luni a fost Alpiq Romindustries SRL. Pentru următoarele 10 luni, cea mai interesată de cumpărarea de energie a fost Electrica Furnizare SA, cu cantități ofertate între 8,2% și 13,8%, în timp ce la tranzacțiile de cumpărare cele mai mari cote lunare de piață le-a înregistrat, în 8 din cele 10 luni, GEN-I trgovanje in prodaja elektricne energije d.o.o.

Cantitatea de energie electrică livrată în anul 2017 (pe contracte tranzacționate în 2016 și 2015 pe PCCB-LE sau anterior, pe PCCB) a fost de 22.821 GWh și a crescut cu cca. 5% față de cea livrată în anul 2016 pe PCCB-LE, în timp ce prețul mediu anual pentru cantitatea totală livrată a fost de 165,97 lei/MWh și a crescut cu cca. 4,8% față de aceeași perioadă de comparație.

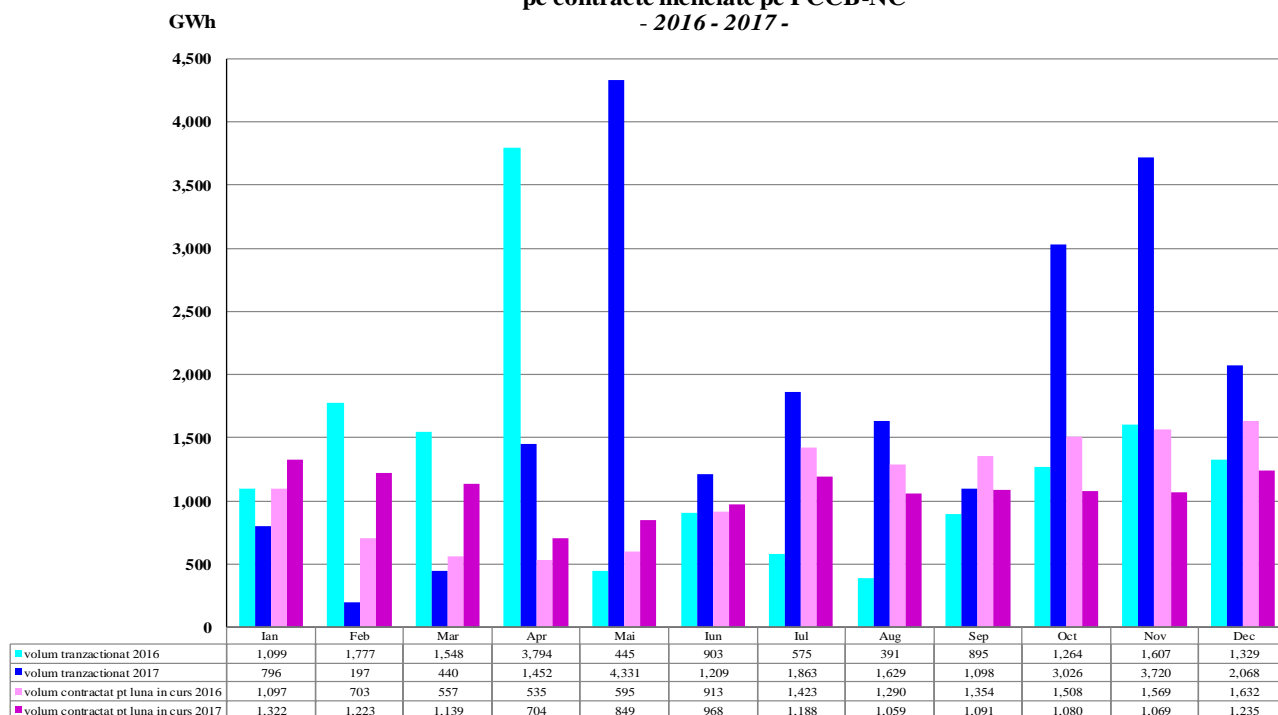
Cantitățile livrate lunar au evoluat între un minim de 1.449 GWh (31,1% din consumul intern) în luna februarie 2017 și un maxim de 2.585 GWh (cca. 52% din consumul intern) în luna decembrie 2017. Prețurile medii lunare au variat în intervalul 155,95 lei/MWh (în luna aprilie 2017) și 176,54 lei/MWh (în luna decembrie 2017).

Pe parcursul anului 2017, vânzările furnizorilor pe această piață au reprezentat cca. 15,5% din întreaga cantitate tranzacționată, la prețul mediu anual de 169,48 lei/MWh, în timp ce producătorii dispecerizabili au vândut cca. 84,5% din cantitatea totală tranzacționată, la prețul mediu anual de 165,33 lei/MWh.

Indicatorul de concentrare HHI, calculat de OPCOM SA, a înregistrat valori lunare în domeniul 861-1.930 la vânzare și în domeniul 325-358 la cumpărare, iar cel al indicatorului de concentrare C3 pe partea de cumpărare a înregistrat în mod constant valori mai mici de 30%, iar C3 pe partea de vânzare a înregistrat valori între 43,22% și 72,53%.

Pe PCCB-NC se tranzacționează produse standard din punct de vedere al puterii oferite, al profilului zilnic al livrărilor și al perioadelor de livrare. În graficul următor sunt prezentate volumele tranzacționate lunar și cele contractate pentru livrarea în lunile din 2017, comparativ cu datele similare ale anului 2016.

**Volume tranzacționate și volume contractate pentru luna de raportare pe contracte încheiate pe PCCB-NC - 2016 - 2017 -**



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

Analiza datelor privind volumele tranzacționate și cele aflate în livrare în luna de raportare, pe baza contractelor încheiate în anii 2016 și 2017, indică o creștere cu cca. 40% a volumelor anuale tranzacționate și o scădere a volumelor contractate pentru livrare, cu cca. 2%, în anul 2017 comparativ cu precedentul. În luna mai 2017, s-a înregistrat un nou record de tranzacționare pentru volumul de 4.331 GWh, ce reprezintă un maxim lunar al celor 2 ani, precedentul fiind înregistrat în aprilie 2016. Datele sunt cele raportate în rapoartele lunare de supraveghere a funcționării piețelor administrate de OPCOM SA.

PCCB-NC a înregistrat în anul 2017, pentru energia livrată pe această piață, o cotă de 21% din consumul intern, reprezentând cca. 11% din totalul tranzacțiilor de vânzare de pe piața angro. Numărul de participanți înscriși a crescut de la 170 în ianuarie 2017, la 196 în lunile august și noiembrie 2017, iar numărul de contracte tranzacționate în 2017 a fost de 16.967 (cu un minim de 498 în luna februarie și un maxim de 3.306 în luna aprilie).

Conform datelor raportate lunar de operatorii economici monitorizați, vânzările de energie electrică livrată în 2017 au fost de 11.474 GWh, reprezentând cca 19% din livrările de energie pe piața centralizată a contractelor bilaterale de energie electrică.

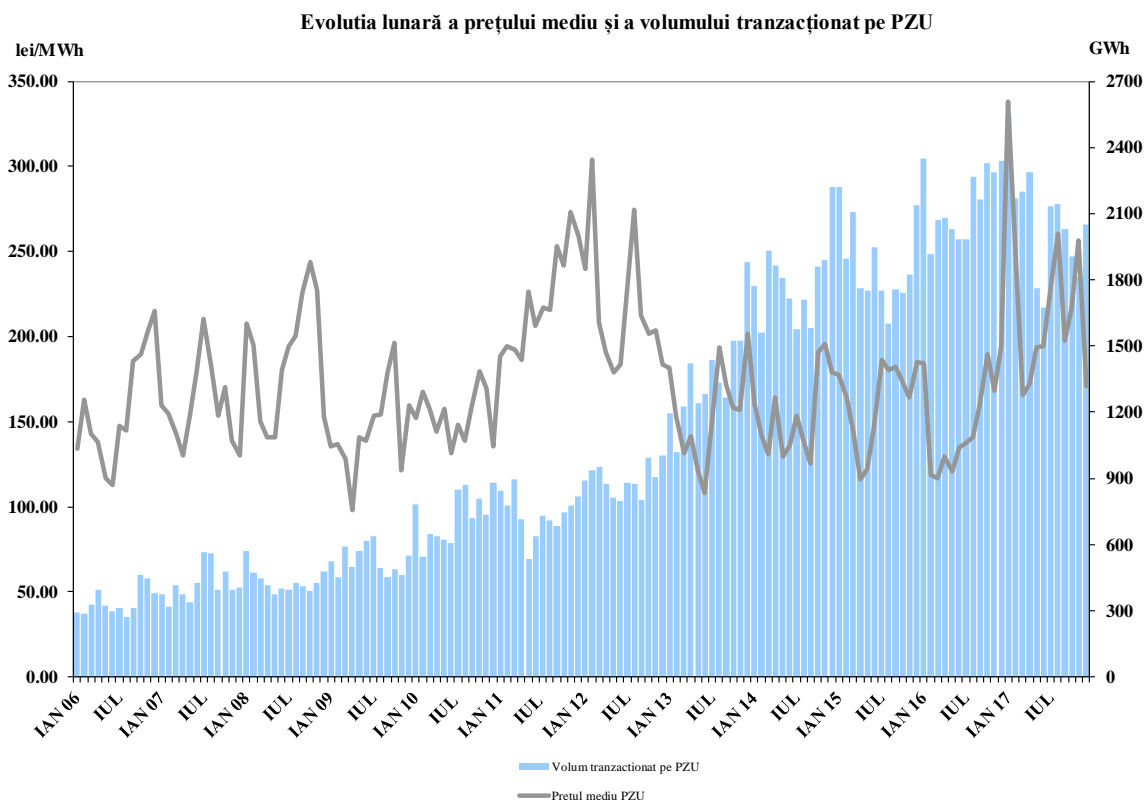
Vânzările furnizorilor pe PCCB-NC în 2017 au reprezentat cca. 39% din întreaga cantitate tranzacționată, la prețul mediu anual de 178,50 lei/MWh, în timp ce producătorii dispecerizabili au vândut cca. 61% din cantitatea totală tranzacționată, la prețul mediu anual de 173 lei/MWh.

### Piața pentru ziua următoare – PZU

Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2017 a scăzut cu cca. 4,2% față de cel tranzacționat în anul anterior. Ponderea lunară a tranzacțiilor derulate pe PZU din consumul intern a variat între 38% (noiembrie 2017) și 53,9% (aprilie 2017), la nivel de an înregistrându-se o scădere față de anul 2016 (45,3% comparativ cu 48,8%).

Prețul mediu de închidere a PZU (calculat ca medie aritmetică a prețurilor zilnice de închidere a pieței) a crescut cu cca. 46,9% față de media anului 2016.

În graficul următor este prezentată evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006–2017.



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE

Variații de la o lună la alta ale prețului mediu lunar stabilit pe PZU au existat în ambele sensuri. Minimul perioadei a fost atins în luna martie 2017 (165,48 lei/MWh), iar maximul în luna ianuarie 2017 (337,74 lei/MWh). Prețul mediu anual calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii zilnice înregistrate a fost în anul 2017 de 219,95 lei/MWh.

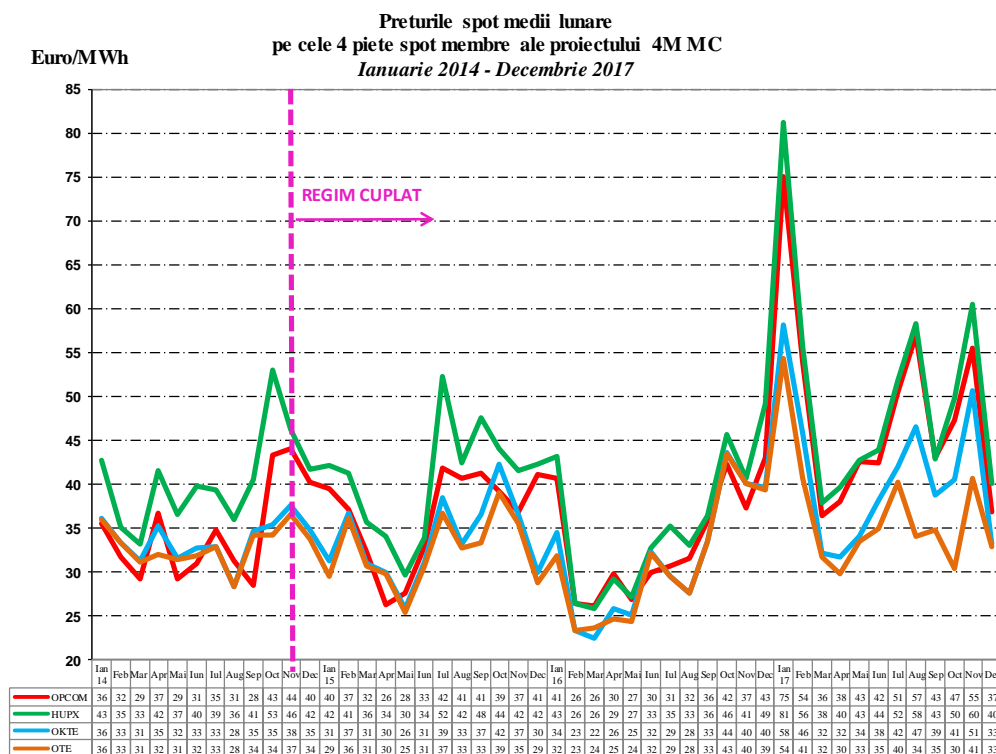
Începând din 19 noiembrie 2014, PZU din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă, în așa-numitul proiect 4M MC – mecanismul de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare. Acest mecanism de corelare coordonat utilizează o metodă, unică la nivel

europen, de cuplare prin preț a regiunilor (inițiativa Price Coupling of Regions/PCR) în scopul armonizării piețelor naționale europene și creării pieței interne europene de energie electrică. Funcționarea cuplată se bazează pe algoritmul de cuplare recomandat de ACER (Euphemia), care urmărește maximizarea bunăstării sociale la nivelul întregului areal al piețelor cuplate.

Mecanismul cuplării se realizează prin intermediul operatorilor de cuplare OTE-Republica Cehă, EPEX Spot (furnizor de servicii pentru OKTE-Slovacia și HUPX-Ungaria) și din 17 ianuarie 2017 OPCOM S.A.-România (membru PCR din ianuarie 2016). Astfel, în urma finalizării cu succes a procesului de implementare a schimbărilor și testelor efectuate, OPCOM operează în nume propriu soluția de cuplare implementată în mecanismul operațional 4M MC, toate procesele derulate realizându-se în condiții de siguranță a funcționării cuplate a piețelor pentru ziua următoare din mecanismul operațional. Operatorii de cuplare acționează în calitate de Coordonatori pe baza principiului rotației.

Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernanta operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

În graficul următor sunt prezentate prețurile spot medii lunare ale celor 4 piețe pentru ziua următoare implicate în mecanismul de cuplare 4M MC începând cu 1 ianuarie 2014, înainte și după debutul funcționării în regim cuplat.



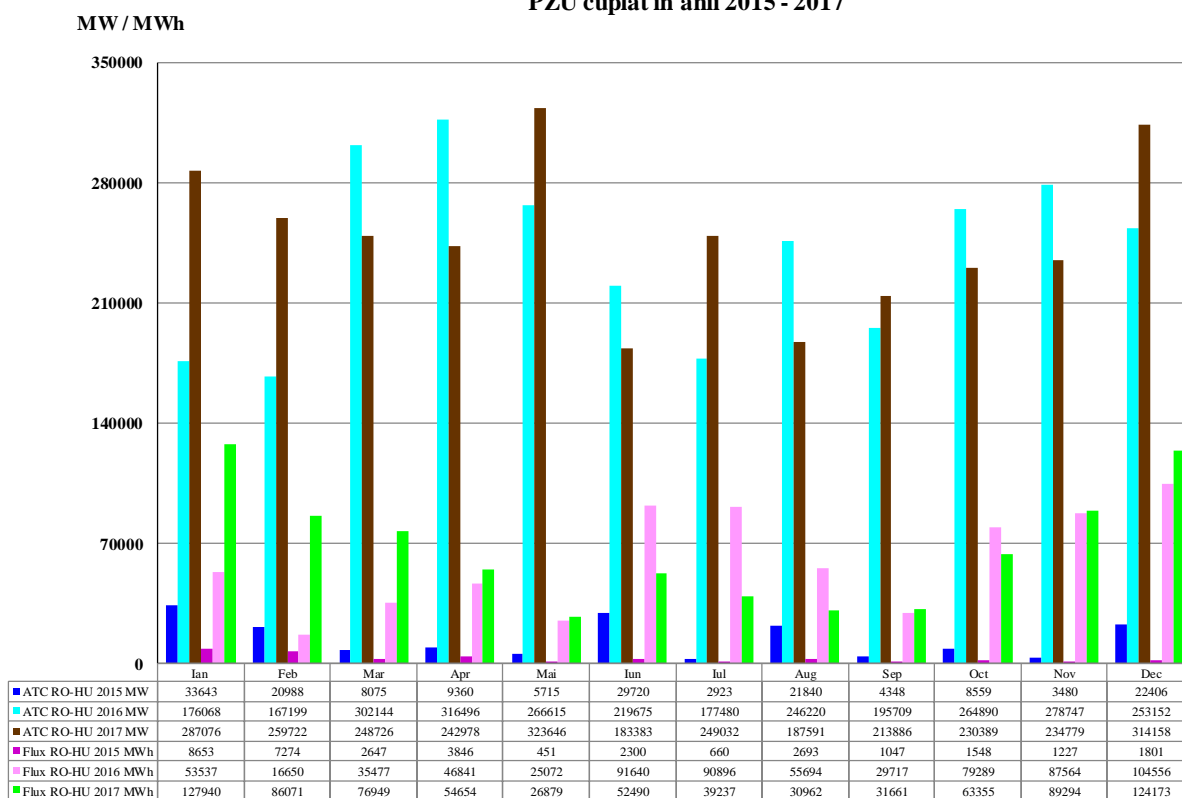
Sursa: Informațiile publicate de OPCOM SA – prelucrare ANRE

Pentru a răspunde mai bine scopului pentru care a fost implementat mecanismul de cuplare a PZU, respectiv transferul de energie la nivelul și în sensul determinate de condițiile cunoscute ale producției și consumului și în funcție de prețurile din piețele cuplate, începând cu 1 ianuarie 2016 operatorii de transport din România și Ungaria, CNTEE Transelectrica SA și Mavir ZRt, urmând recomandările autorităților de reglementare din cele două state, ANRE și MEKH, au agreeat rezervarea unei cote din

capacitatea de interconexiune pentru alocarea pe PZU. Aceeași regulă a fost adoptată și pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița cu Bulgaria. Astfel, în fiecare lună a anului, capacitatea rezervată pentru alocarea pe PZU se determină ca diferență dintre capacitatea disponibilă de interconexiune (ATC) calculată lunar pe fiecare subperioadă și 80% din cea mai mică valoare a ATC rezultat pe subperioadele din luna respectivă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS. Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

În graficul următor sunt prezentate valorile ATC lunar alocat pentru export pe PZU și fluxurile de energie electrică exportate prin PZU cuplat în anii 2017, 2016 și 2015.

Valori ATC pentru licitații implicite și fluxuri de energie electrică exportate pe granița RO-HU prin PZU cuplat în anii 2015 - 2017



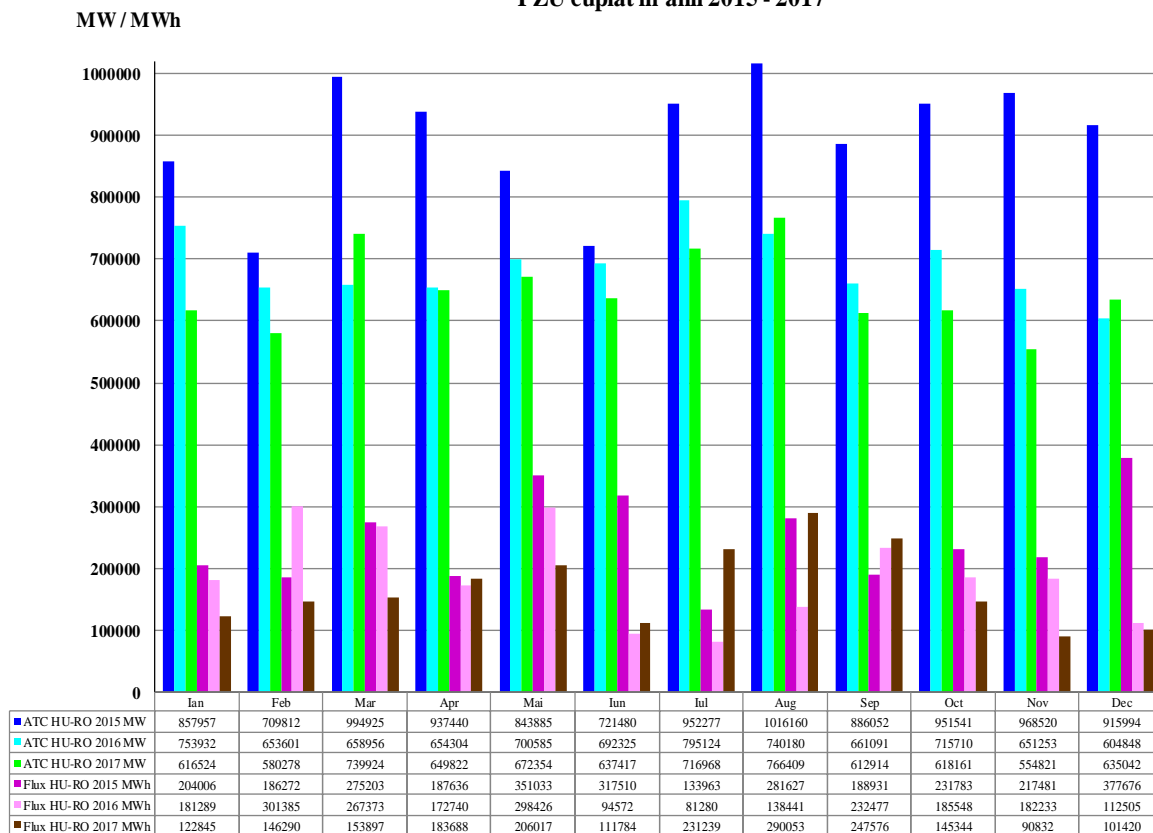
Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE-

Urmare implementării acestui mecanism de alocare a capacității de interconexiune pentru alocarea pe PZU, în anul 2017 s-a înregistrat o creștere cu cca. 4% a ATC alocat pentru export pe PZU (de la 2.864.395 MW în 2016 la 2.975.366 MW în 2017) și o creștere cu cca. 12% (de la 716.931 MWh la 803.664 MWh) a fluxurilor de energie electrică exportate pe granița RO-HU prin mecanismul de cuplare, comparativ cu anul 2016.

În ceea ce privește alocarea ATC pentru licitațiile implicite pentru direcția import pe granița cu Ungaria, după aplicarea principiului de ”netting”, au rezultat pentru anul 2017 valori mai mici pentru ATC alocat

pentru PZU cuplat. În graficul următor sunt prezentate valorile ATC lunar alocat pentru import pe PZU și fluxurile de energie electrică importate prin PZU cuplat în perioada 2015-2017.

Valori ATC pentru licitații implicite și fluxuri de energie electrică importate pe granița HU-RO prin PZU cuplat în anii 2015 - 2017



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

Se poate remarca reducerea ATC alocat pentru import pe PZU cu cca. 6% comparativ cu anul 2016 (de la 8.281.909 MW la 7.800.634 MW) și reducerea fluxului de energie electrică importată prin PZU cuplat cu cca. 10% (de la 2.248.269 MWh la 2.030.983 MWh).

Cu toate că au existat oportunități de tranzacționare, reflectate în diferențe de preț între cele două zone, pe multe intervale orare nu s-au putut realiza schimburi transfrontaliere mai mari din cauza valorilor stabilite pentru ATC-ul orar pe cele două sensuri (export/import).

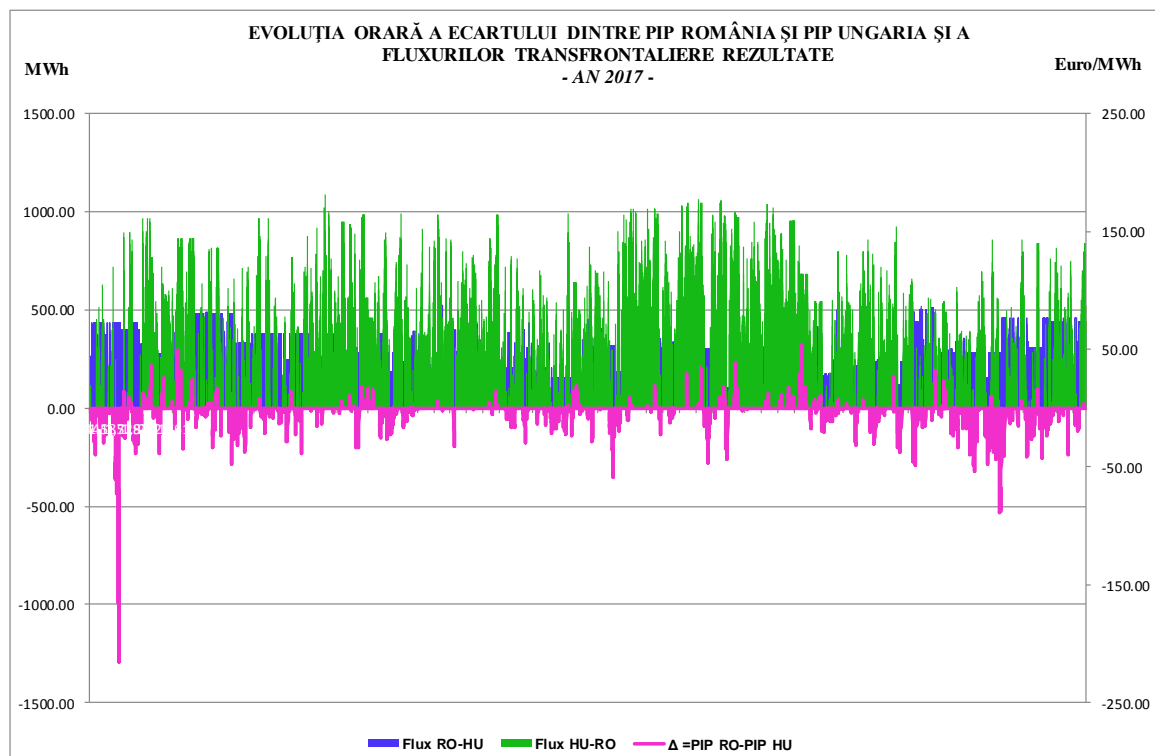
În tabelul următor este prezentată situația lunară a numărului de intervale orare în care nu s-au realizat schimburi mai mari pe cele două direcții, având în vedere valorile insuficiente ale ATC alocat (fluxul schimbat a fost egal cu ATC orar alocat, iar diferența dintre PIP PZU din România și PIP PZU Ungaria a fost diferită de zero) :



Luna	Nr. intervale cu ATC insuficient export PZU (RO-HU)	Nr. intervale cu ATC insuficient import PZU (HU-RO)
Ianuarie	207	20
Februarie	136	29
Martie	132	9
Aprilie	132	48
Mai	15	8
Iunie	146	26
Iulie	75	11
August	76	19
Septembrie	88	70
Octombrie	143	11
Noiembrie	184	17
Decembrie	193	34
<b>Total an 2017</b>	<b>1.527</b>	<b>302</b>

Sursa: Date zilnice publicate de OPCOM SA – prelucrare ANRE

În continuare, se prezintă evoluția la nivel orar a diferenței dintre prețurile de închidere a PZU cuplat pe aria România și respectiv aria Ungaria, corelată cu fluxurile transfrontaliere rezultate pe granița România-Ungaria, pe ambele direcții, în anul 2017.

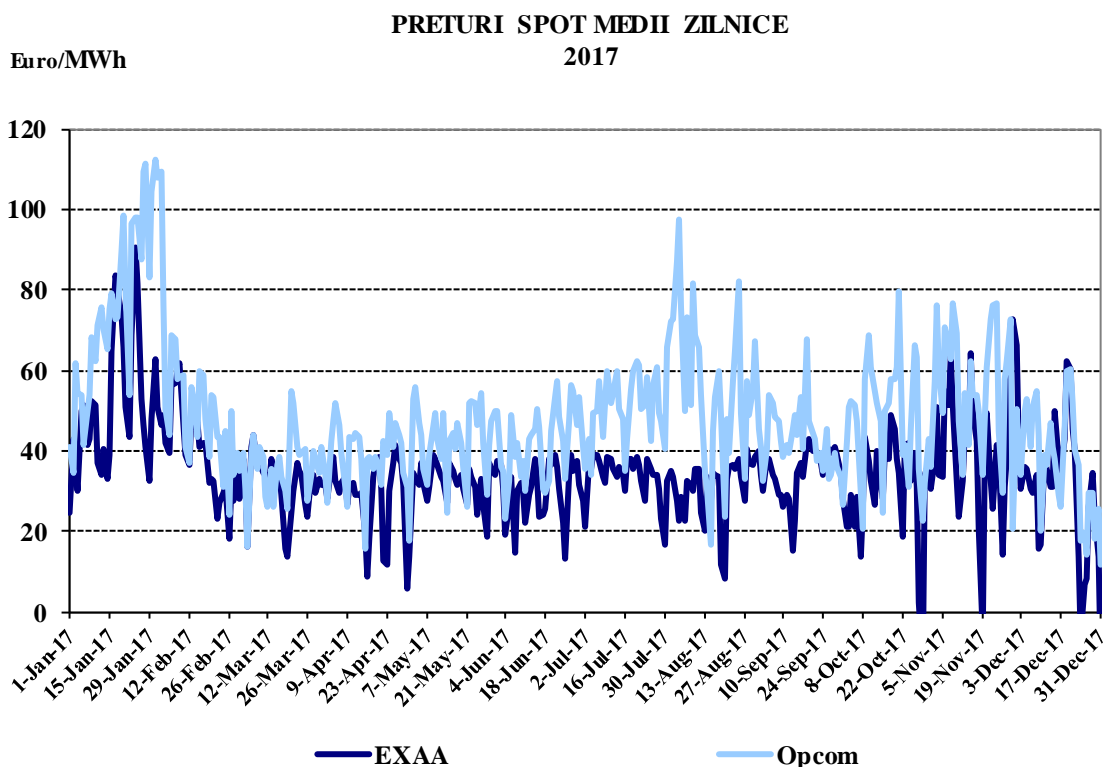


Sursa: Informații publicate de OPCOM SA – prelucrare ANRE

Se apreciază că prețul stabilit pe PZU în anul 2017 încorporează cu suficientă acuratețe informațiile disponibile privind nivelul resurselor și al necesarului de energie electrică corespunzătoare momentului, prezentând, totodată, volatilitatea ridicată specifică.

Indicatorul de concentrare HHI a avut valori care, în general, indică lipsa de concentrare, atât pe partea de cumpărare (valori lunare în domeniul 472-771), cât și pe partea de vânzare, cu valori lunare ale HHI în domeniul 454-870.

Din comparația prețului de închidere a PZU cu prețurile spot stabilite de alte burse de energie europene în 2017, se remarcă faptul că valorile prețurilor înregistrate de OPCOM SA au fost mai mari decât cele de pe EXAA.



Sursa: Raportările zilnice ale OPCOM SA și informațiile publicate de EXAA – prelucrare ANRE

### Piața intrazilnică – PI

Componentă a pieței angro de energie electrică, piața intrazilnică este o piață voluntară care oferă participanților instrumente standard de tranzacționare, menite să faciliteze ajustarea portofoliului de contracte cât mai aproape de momentul livrării energiei electrice și o mai bună gestionare a posibilelor dezechilibre, contribuind astfel la menținerea în echilibru a producției și consumului.

Volumul de energie electrică tranzacționat în anul 2017 pe piața intrazilnică a fost de cca. 152 GWh, în creștere cu 16% față de cel din anul anterior și dublu față de cel din anul 2015. Volumele lunare din anul analizat au depășit în majoritatea lunilor 10 GWh, cu un maxim de cca. 16 GWh în luna februarie 2017, în timp ce în lunile iunie și septembrie s-au tranzacționat volume mai reduse, în jurul a 8 GWh.

Dintr-un total de 133 titulari de licență înscriși (cu aproape 13% mai numeroși decât în anul precedent), 96 au depus oferte de vânzare și/sau cumpărare, ceea ce demonstrează un interes în creștere față de situația din 2016, când din totalul de participanți, doar 60% au activat pe această piață.

Prețul mediu ponderat la nivelul anului 2017 a fost de 178,85 lei/MWh, cu 42% mai mare față de cel din 2016, și cu 28% mai mare decât cel înregistrat în 2015. La nivel valoric, tranzacțiile au reprezentat cca. 27 milioane lei, cu peste 60% față de valoarea acestei piețe înregistrată în 2016 și de cca. 2,5 ori mai mare față de 2015. În pofida creșterilor menționate, PI continuă să nu fie utilizată la potențialul existent, greu de explicat în condițiile unei producții din surse regenerabile în creștere.

### Piața de echilibrare – PE

La sfârșitul anului 2017, pe piața de echilibrare operau 122 participanți, deținând un total de 241 unități dispecerizabile în exploatare comercială și respectiv 91 de Părți Responsabile cu Echilibrarea.

În tabelul următor sunt prezentate comparativ valorile anuale aferente perioadei 2010-2017 ale indicatorilor de concentrare, determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
C1	Reglaj secundar	Creștere	68%	59%	60%	61%	59%	58%	59%	58%
		Scădere	67%	56%	57%	58%	58%	57%	60%	58%
	Reglaj terțiar rapid	Creștere	53%	75%	78%	67%	58%	55%	63%	82%
		Scădere	62%	46%	53%	47%	70%	74%	56%	42%
	Reglaj terțiar lent	Creștere	45%	30%	46%	39%	61%	37%	41%	34%
		Scădere	34%	42%	46%	37%	63%	36%	39%	39%
HHI	Reglaj secundar	Creștere	5067	3986	4815	4700	3495	4368	4502	4687
		Scădere	4943	3703	4665	4423	3396	4274	4504	4706
	Reglaj terțiar rapid	Creștere	3320	5729	6250	4841	3400	3626	4432	6811
		Scădere	4204	2868	3926	3202	4836	5779	3942	3488
	Reglaj terțiar lent	Creștere	2749	1679	2375	2777	3759	2997	2941	2369
		Scădere	2089	2563	3446	2470	3959	2640	3117	2928

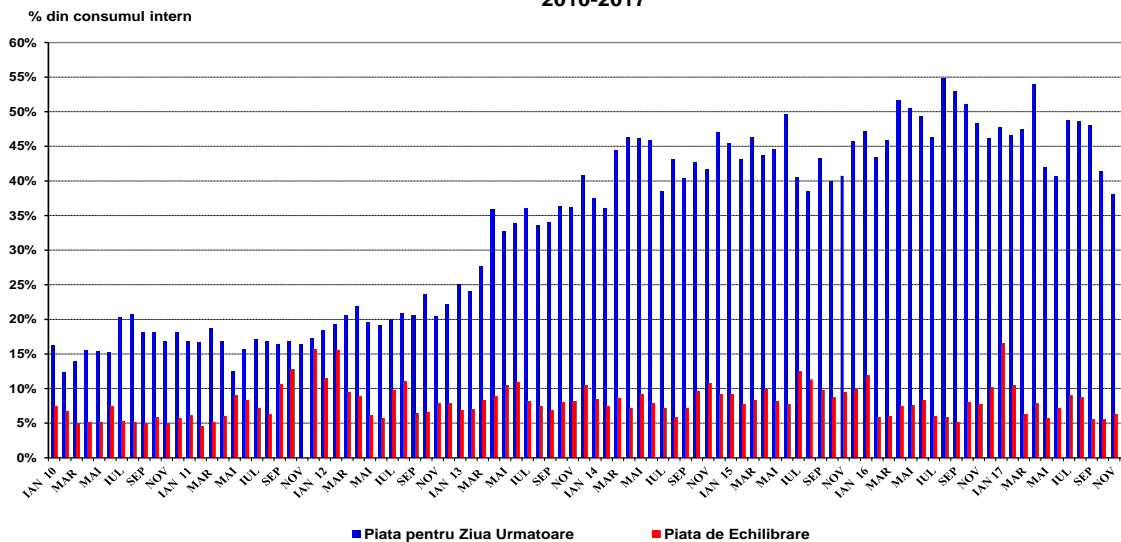
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de concentrare indică, și în anul 2017, o concentrare excesivă a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj și existența unui participant dominant pe tipurile de reglaj secundar și terțiar rapid. Față de anul 2016, se constată creșterea gradului de concentrare pe reglajul terțiar rapid la creștere cu cca. 20 puncte procentuale.

Volumele lunare înregistrate pe PE în 2017 s-au situat lună de lună mult sub cele tranzacționate pe PZU, diferențele cantitative variind în intervalul aproximativ de 1.400 - 2.000 GWh lunar. La nivel de an, volumul tranzacționat pe PE în 2017 a crescut cu cca. 12% față de anul anterior, în timp ce la nivel de volume lunare, reiese faptul că diferențele față de 2016 se înregistrează și într-un sens și în celălalt, cele mai mari diferențe pozitive fiind cele din lunile de iarnă (ianuarie și februarie 2017) respectiv cele de vară (iulie și august 2017), perioade cu probleme determinate în special de condițiile meteo extreme.

În majoritatea lunilor din 2017, ponderea volumelor tranzacționate pe PE din consumul intern a înregistrat valori mici, între 5-6% (în lunile septembrie, octombrie, noiembrie) și 10-17% (în primele 2 luni din an), pentru ca în lunile de vară (iulie și august) să reprezinte cca. 9% din consumul intern al lunii.

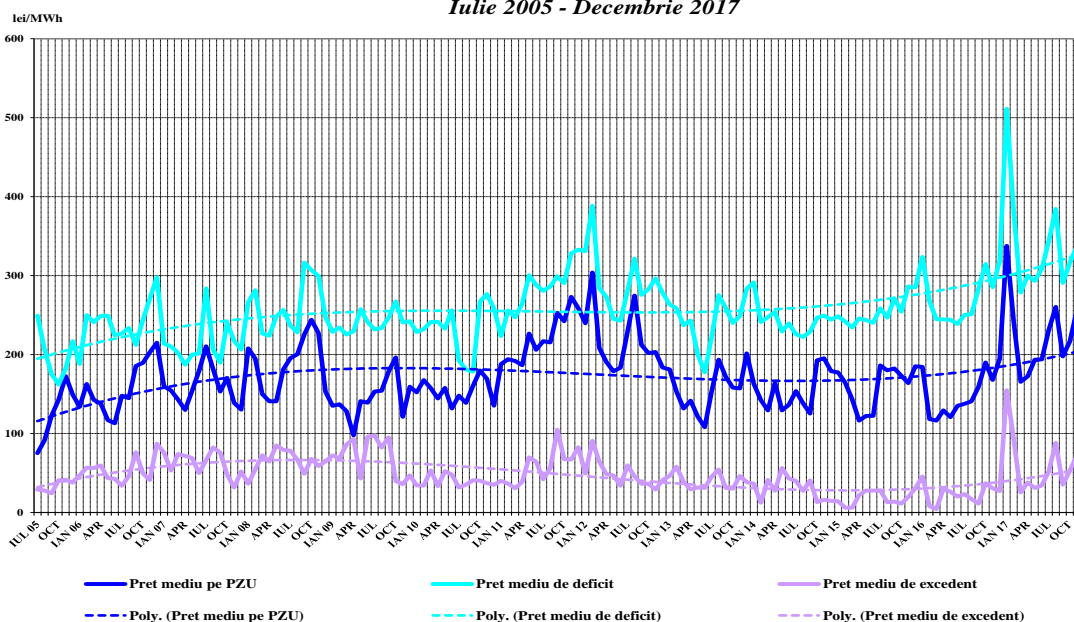
### Evoluția ponderii volumelor tranzactionate pe PZU și PE 2010-2017



Sursa: Raportările lunare ale OPCOM SA și CNTEE Transelectrica SA- prelucrare ANRE

Cel mai important furnizor de servicii de sistem pe reglajul secundar și terțiar rapid, producătorul Hidroelectrică, a funcționat în condițiile unui an hidrologic deficitar în special în lunile de vară, iar creșterea producției din surse regenerabile, cu caracter intermitent, ca urmare a intrării în exploatare comercială a numeroase parcuri eoliene și fotovoltaice, a condus la necesitatea echilibrării unor diferențe semnificative înregistrate pentru balanța producție–consum și încadrarea în valoarea soldului programat de către operatorul de sistem. Se prezintă în continuare evoluțiile prețurilor medii lunare de decontare a dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri (prețul de excedent și prețul de deficit) pentru perioada iulie 2005 - decembrie 2017. Valorile medii anuale ale prețurilor de decontare au fost de 336,19 lei/MWh pentru prețul de deficit (cu cca 24% mai mare decât cel înregistrat în anul 2016) și de 59,33 lei/MWh pentru prețul de excedent (de 2,5 ori mai mare decât cel din anul anterior). Valorile precizate sunt calculate ca medie aritmetică a prețurilor orare înregistrate.

### Preturi medii lunare înregistrate pe PZU și PE Iulie 2005 - Decembrie 2017



Sursa: Raportările zilnice/lunare ale OPCOM SA – prelucrare ANRE

Ca și în cazul prețului mediu pe PZU, valorile lunare maxime ale anului, atât în cazul prețului mediu de deficit, cât și al celui de excedent, au fost atinse în luna ianuarie 2017, în timp ce valorile minime pentru aceleași prețuri medii s-au înregistrat în luna martie a anului de analiză. În anul 2017, valoarea suplimentară lunară rezultată din piața de echilibrare și din decontarea dezechilibrelor PRE a avut valori negative (semnificație de cost) în 5 luni, cu costuri suplimentare de peste 14,5 mil. lei lunar în ianuarie și februarie și costuri mai reduse, de 2,5 mil. lei respectiv 6 mil. lei în lunile iulie și august 2017. În lunile în care s-au înregistrat venituri suplimentare, valorile lunare au variat între 2-3 mil. lei, cu un minim în luna martie 2017 (cca. 740 mii lei). La nivel de an, valoarea cumulată a reprezentat un cost suplimentar (cca. 25,7 mil. lei).

Din datele publicate de OTS, rezultă că în fiecare lună din 2017 au existat intervale de tranzacționare în care s-au dispus reduceri ale puterii centralelor electrice eoliene și centralelor electrice fotovoltaice înscrise ca unități dispencerizabile la piața de echilibrare. Cele mai numeroase zile în care s-au aplicat reduceri prin dispoziții de dispecer (limitare a producției fără reduceri sub valorile notificărilor și o singură zi de reducere de putere sub valorile notificărilor) s-au înregistrat în lunile martie (16 zile), august (7 zile) și decembrie 2017 (11 zile), luni în care s-au înregistrat cele mai mari reduceri de putere.

Motivele pentru care s-au realizat reducerile de putere au fost necesitatea echilibrării balanței producție–consum și încadrarea în valoarea soldului programat, în condițiile în care fuseseră epuizate celelalte posibilități de reglaj și sporadic pentru respectarea criteriului de siguranță N-1 în condițiile indisponibilizării unor linii. Detaliile privind reducerile dispuse pe fiecare interval și centrală sunt oferite de CNTEE Transelectrica SA pe site-ul propriu la capitolul Transparență/Echilibrare și STS. Pe parcursul anului 2017, CNTEE Transelectrica SA a identificat 3 participanți la piața de echilibrare care au îndeplinit condiția de publicare a ofertelor și tranzacțiilor, ca urmare a depășirii limitei de 40% din volumul tranzacțiilor pentru un anumit tip de reglaj și sens pe parcursul a 3 luni consecutive. Astfel, în fiecare lună au fost identificați producătorii Hidroelectrică SA (pentru reglajul secundar la creștere și scădere și reglajul terțiar rapid la creștere și scădere) și SNGN Romgaz SA (pentru reglajul terțiar lent la creștere). În plus, pentru primele 4 luni s-a adăugat producătorul OMV Petrom (pentru reglajul terțiar lent la scădere). Detalii sunt publicate pe site-ul propriu la capitolul Transparență/Echilibrare și STS.

### **Piața serviciilor tehnologice de sistem**

Participanții la piața de echilibrare care au furnizat în 2017 servicii tehnologice de sistem au fost Hidroelectrică SA, CE Oltenia SA, CE Hunedoara SA, Electrocentrale București SA, SNGN Romgaz SA, Electrocentrale Galați SA, Veolia Energie Prahova SRL, Veolia Energie Iași SA, Bepco și Electroenergy Sud SRL, producătorii calificați pentru acest tip de servicii fiind aceiași ca și în anul anterior. La nivelul anului 2017 volumul total achiziționat de CNTEE Transelectrica S.A. pe componenta concurențială a reprezentat cca. 71% din necesarul stabilit de UNO-DEN, fiind de 2,5 ori mai mare decât volumul achiziționat reglementat, aprobat prin decizii ANRE. La nivel de tip de rezerve, cele mai mari volume pentru rezerva secundară și pentru cea terțiară rapidă au fost achiziționate pe contracte cu cantități și prețuri rezultate în urma licitațiilor zilnice, săptămânale și lunare (cca. 97% din întreaga achiziție anuală pentru fiecare din aceste tipuri de rezerve), în timp ce pentru terțiară lentă, achiziția reglementată a reprezentat 2/3 din totalul anual pe acest tip de rezervă. Față de situația din 2016, proporția dintre reglementat și concurențial a rămas aproximativ aceeași (cca. 30%/70%) în favoarea componentei achiziționate în urma organizării de licitații.

Pe componenta reglementată a acestei piețe au participat 4 dintre furnizori (CE Hunedoara SA, Electrocentrale București SA, Electrocentrale Galați SA, Veolia Energie Prahova SRL) care au încheiat

contracte cu CNTEE Transelectrica în baza cantităților și prețurilor reglementate stabilite prin decizii ANRE. Astfel, participarea CE Hunedoara SA la această piață, pe toate tipurile de rezerve, s-a realizat pe baza Deciziei președintelui ANRE nr. 1034/2016 (iulie 2016 - iunie 2017), continuată cu Decizia președintelui ANRE nr. 907/2017 (iulie – decembrie 2017), cu respectarea prevederilor H.G. nr. 138/2013 cu modificările din H.G. nr. 941/2014. De menționat este faptul că o parte din volumele contractate au fost cesionate către Hidroelectrică SA. Achiziția pe componenta reglementată pentru rezerva terțiară lentă a mai fost asigurată prin decizii succesive pentru perioada 3 ianuarie -15 februarie, prelungită până la 15 martie 2017 pentru producătorii cu funcționare pe combustibil alternativ păcură, Electrocentrale București SA, Electrocentrale Galați SA, Veolia Energie Prahova SRL, cu respectarea H.G. 844/2016 și H.G. 55/2017. Menționăm că o parte din cantitățile contractate au fost cesionate. Prețurile rezultate în urma desfășurării licitațiilor pentru rezerva de reglaj secundar au variat pe parcursul anului, pornind de la prețuri în jurul valorii medii de 51 lei/h\*MW în luna ianuarie 2017 și crescând lună de lună până în august, când s-au înregistrat prețurile medii lunare maxime pentru fiecare dintre producătorii care au licitat pentru acest tip de rezervă (cca. 78 lei/h\*MW). Începând din luna septembrie, prețurile calculate la nivel lunar au început să scadă, pentru ca în luna decembrie să ajungă spre valori cuprinse în intervalul 66-68 lei/h\*MW.

În cazul rezervei terțiare rapide, deși plaja de variație a prețurilor este mai mică, evoluția a fost de asemenea crescătoare, atingându-se cele mai mari prețuri medii lunare pe fiecare producător în luna august 2017, cu un preț maxim al anului de 47,48 lei/h\*MW. Până la sfârșitul anului, prețurile medii individuale au urmat un trend descendent, prețurile lunii decembrie fiind apropiate de cele din ianuarie 2017 (în intervalul 36-38 lei/h\*MW). Prețurile lunare stabilite în urma licitațiilor pentru achiziția de rezervă terțiară lentă au variat semnificativ de-a lungul anului. Dacă la nivelul lunii noiembrie 2017, prețul cu care s-au câștigat licitațiile a fost de 4,34 lei/h\*MW, în luna august s-a atins maximul anului 2017, acesta ajungând până la aproape 52 lei/h\*MW.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare care caracterizează piața STS la nivelul anului 2017, calculați pornind de la cantitățile realizate (care includ cantitățile contractate și cesionările de contracte) pentru fiecare tip de achiziție și rezervă, informații raportate lunar de CNTEE Transelectrica S.A.

Anul 2017		Rezerva secundară	Rezervă terțiară rapidă	Rezervă terțiară lentă
Componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	123.360	175.200	4.417.440
	C1 (%)	48,4	98,5	92,3
	C3 (%)	100,0	100,0	98,5
Componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	3.836.880	5.942.450	2.049.840
	C1 (%)	60,3	81,3	57,1
	C3 (%)	99,9	93,3	99,4
	HHI	4904	6699	4209

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica SA – prelucrare ANRE



Se constată și în acest an un grad ridicat de concentrare pentru toate cele 3 tipuri de rezerve de reglaj achiziționate de CNTEE Transelectrica SA, în special pe rezerva terțiară rapidă.

Pe componenta concurențială, ca și în anul precedent, dominantă a fost achiziția de la producătorul Hidroelectrică pentru rezerva secundară și cea terțiară rapidă și cea de la Romgaz în cazul rezervei terțiare lente. Pe lângă participantul dominant pe fiecare tip de rezervă, la licitațiile organizate au mai participat 3 producători în cazul rezervei secundare (CE Oltenia, Romgaz și Veolia Energie Prahova), 7 în cazul terțiarei rapide (CE Oltenia, Romgaz, Electrocentrale Galați, Bepco, Electrocentrale București, Electroenergy Sud, Veolia Energie Iași) și 4 în cazul terțiarei lente (Electrocentrale Galați, CE Oltenia, Electroenergy Sud și Bepco), ponderile cantităților câștigate de aceștia pentru furnizarea de servicii tehnologice de sistem fiind însă mult mai mici. Detalii sunt publicate de CNTEE Transelectrica SA pe site-ul propriu la capitolul Transparență/Echilibrare și STS.

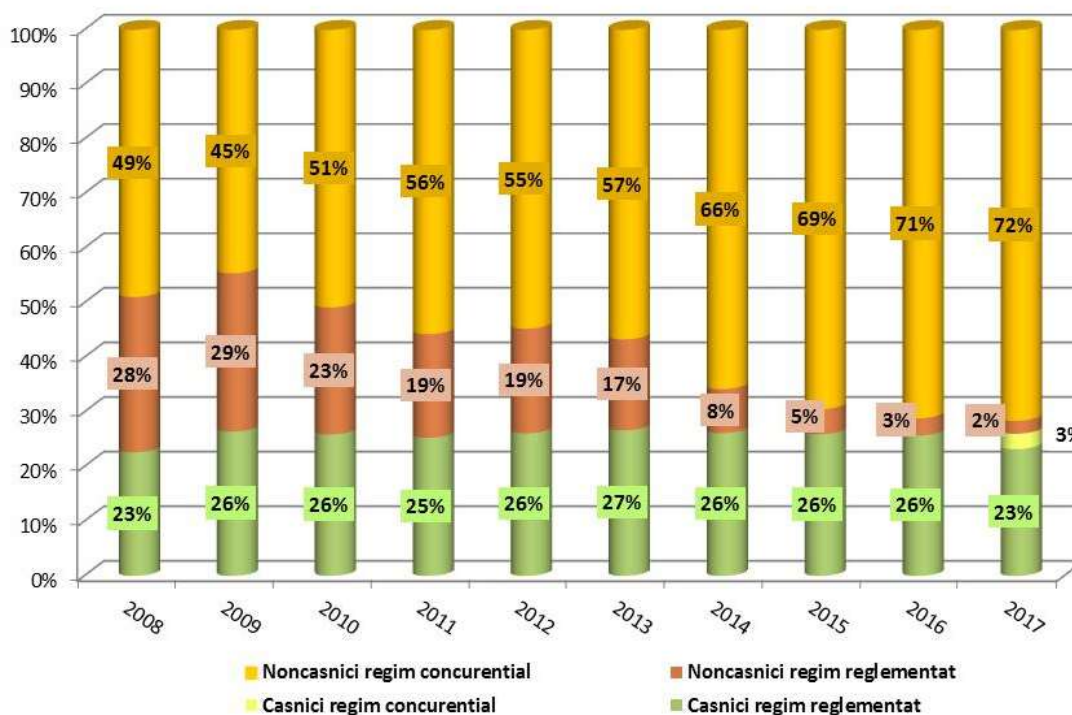
## 2.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică

### 2.2.2.1 Monitorizarea prețurilor, a nivelului de transparență, a gradului de deschidere al pieței și a concurenței

Pe parcursul anului 2017, pe această piață au activat 105 titulari de licență pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, dintre care 5 sunt furnizori desemnați de ANRE drept furnizori de ultimă instanță și 25 dețin și licență pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice.

La nivelul întregului an, dintr-un consum final de cca. 48,4 TWh (cu 3% mai mare față de anul anterior), 35,8 TWh reprezintă cantitatea de energie electrică furnizată clienților finali noncasnici (74% din total), în timp ce clienții casnici au înregistrat un consum anual de 12,6 TWh (26%). Același raport (74% / 26%) se înregistrează între consumul destinat clienților alimentați în regim concurențial față de cel pentru cei alimentați reglementat (gradul real de deschidere a pieței cu amănuntul), cu 3 puncte procentuale mai mare decât cel din anul 2016. În următorul grafic se prezintă structura consumului de energie electrică la clienții finali în perioada 2008-2017. Menționăm că, începând cu luna ianuarie 2017, consumul clienților casnici transferați în piața concurențială este raportat distinct.

Evolutia structurii consumului clientilor finali  
2008-2017

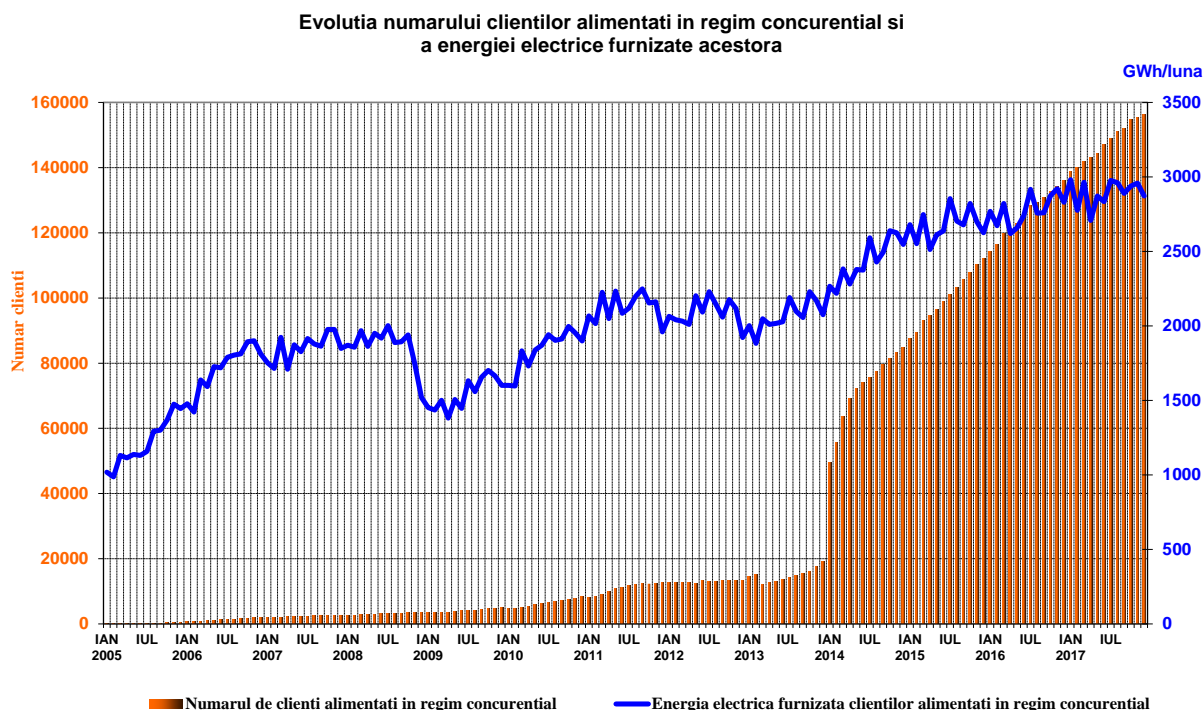


Notă: segmentul reglementat include energia electrică furnizată clienților finali la tarif reglementat, tarif CPC și tarif UI.

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

Evoluția numărului de clienți finali cărora li se furnizează energie electrică în regim concurențial este reprezentată grafic de la începutul procesului de deschidere a pieței. După cum se constată, numărul celor care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de energie electrică a înregistrat o creștere puternică și

în anul 2017. Energia electrică furnizată include și autofurnizarea producătorilor dispecerizabili la alte locuri de consum pentru care consumul anual depășește 200 GWh.



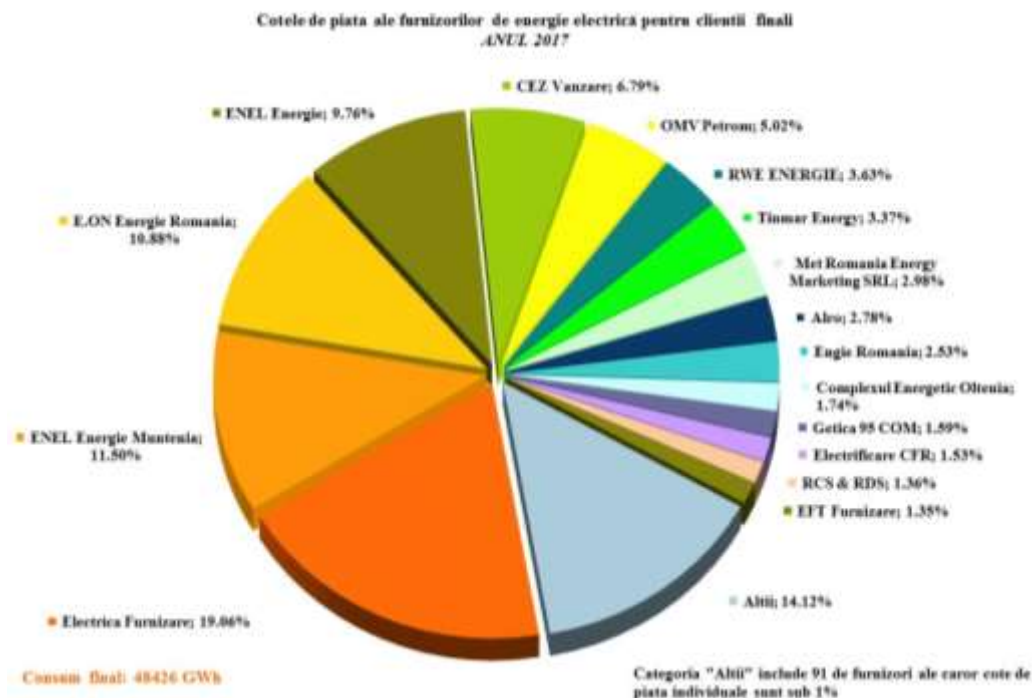
Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

Valorile indicatorilor de concentrare a pieței concurențiale cu amănuntul în perioada 2010-2017 evidențiază existența unei piețe neconcentrate la nivelul fiecărui an, determinată de numărul mare de furnizori care au activat pe această piață și de divizarea acestora ca putere de piață.

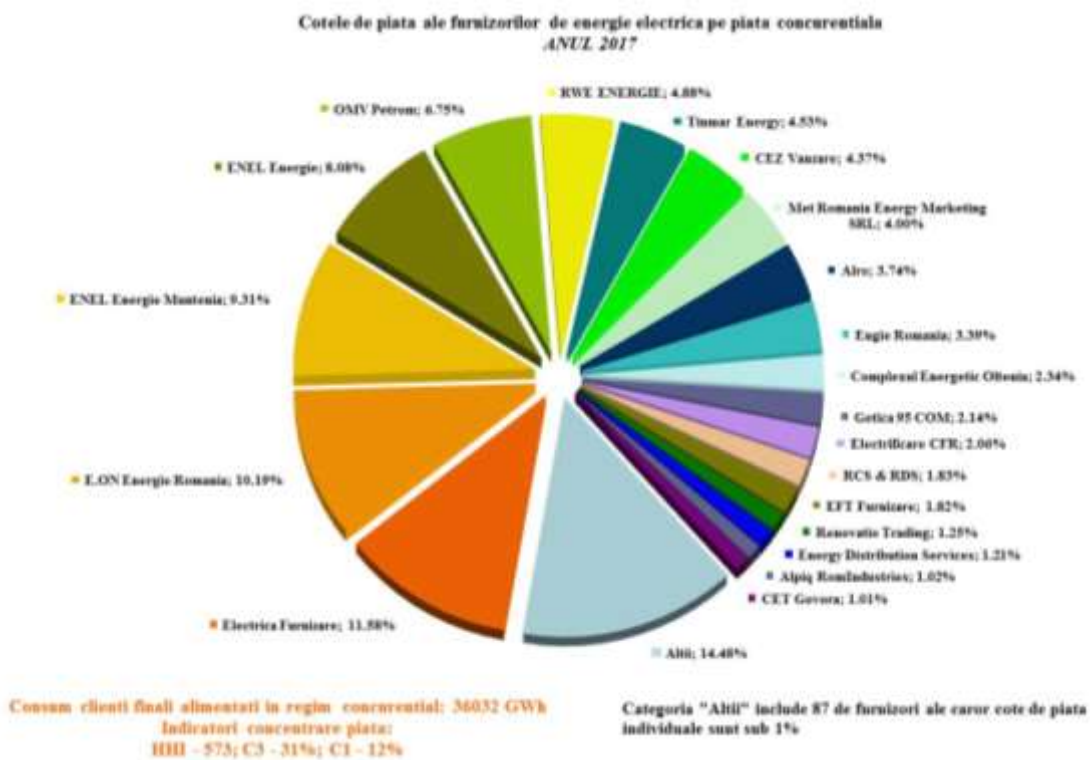
Anul	C1	HHI
2010	14%	562
2011	13%	467
2012	12%	530
2013	12%	570
2014	13%	557
2015	15%	548
2016	16%	572
2017	12%	573

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

În graficele următoare sunt prezentate cotele de piață pentru anul 2017 ale furnizorilor clienților finali, calculate la nivelul ansamblului pieței cu amănuntul de energie electrică și separat pentru componenta concurențială a acestei piețe.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

Furnizorul cu cea mai mare cotă de piață atât pe segmentul concurențial, cât și la nivelul întregii piețe rămâne, ca și anul anterior, Electrica Furnizare, deși procentele sale scad simțitor. Se remarcă faptul că, în comparație cu anul 2016, pe piața concurențială, cotele de piață ale următorilor 2 furnizori (E.ON Energie Romania și Enel Energie Muntenia) sunt mult mai apropiate de cota primului clasat.

În anul analizat, primii 3 furnizori cu cotele cele mai mari de pe ansamblul pieței cu amănuntul sunt și cei care au cotele de piață cele mai ridicate pe segmentul concurențial (deși ordinea este modificată), spre deosebire de anul 2016, când clasamentul pe ansamblul pieței din punct de vedere al cotelor de piață nu includea aceiași furnizori ca pentru furnizarea în regim concurențial.

În anul 2017, rata de schimbare a furnizorului pentru consumatorii non-casnici (în funcție de energia furnizată) a fost de 4,08%. În cazul consumatorilor casnici, rata de schimbare a furnizorului pe puncte de măsură a fost de 0,84%, iar rata de renegociere a contractelor cu același furnizor a fost de 1,31%.

Pe total piață cu amănuntul, rata de schimbare a furnizorului pe puncte de măsură a fost de 1,06%.

### 2.2.2.2 Recomandări privind prețurile de furnizare, investigații și măsuri de promovare a concurenței

Pornind de la prevederile Regulamentului (UE) 1952/2016 al Parlamentului European și al Consiliului privind statisticele europene referitoare la prețurile la gaze naturale și energie electrică și de abrogare a Directivei 2008/92/CE, în anul 2017, culegerea datelor s-a făcut separat, pe tranșe de consum pentru furnizarea la clienții finali casnici, față de cei noncasnici.

Încadrarea pe tranșe de consum, pentru ambele categorii, s-a realizat pe baza prognozei de consum anual, după cum este detaliat în tabelele următoare:

Tranșe de consum clienți noncasnici	Consum anual cuprins în intervalul (MWh):	
Transa - IA		<20
Transa - IB	>=20	<500
Transa - IC	>=500	<2000
Transa - ID	>=2000	<20000
Transa - IE	>=20000	<70000
Transa - IF	>=70000	<150000
Transa - IG	>=150000	

Tranșe de consum clienți casnici	Consum anual cuprins în intervalul (kWh):	
Transa - DA		<1000
Transa - DB	>=1000	<2500
Transa - DC	>=2500	<5000
Transa - DD	>=5000	<15000
Transa - DE	>=15000	

În tabelele următoare sunt prezentate datele specifice (cantitate, preț mediu) fiecărei categorii de clienți finali alimentați în regim concurențial, în funcție de tranșele de consum stabilite prin Regulamentul (UE) 1952/2016. Comparația cu anul anterior se poate realiza doar în cazul clienților finali noncasnici alimentați în regim concurențial, la nivelul anului 2016 neexistând o situație a clienților casnici defalcată în funcție de regimul de alimentare (reglementat sau concurențial).

Prețul mediu de vânzare pe fiecare tranșă de consum rezultă din împărțirea valorii totale a veniturilor furnizorilor din vânzările către o anumită categorie de clienți (inclusiv contravaloarea serviciilor asigurate de transport, distribuție, servicii de sistem, dezechilibre, taxe agregare PRE, măsurare) la cantitatea totală de energie electrică vândută pe tranșa de consum respectivă. Menționăm că prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

2017				2016			
Tranșe consum clienți noncasnici	Consum anual (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr. clienti	Tranșe consum clienți noncasnici	Consum anual (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr. clienti
IA	1.399	355,85	113.589	IA	1.031	379,28	89.762
IB	4.307	342,69	37.763	IB	4.178	348,04	35.157
IC	3.439	295,38	3.370	IC	3.582	293,61	3.371
ID	8.433	271,41	1.432	ID	8.035	273,11	1.398
IE	4.678	238,37	121	IE	4.969	240,67	135
IF	2.899	233,16	31	IF	2.439	226,38	31
IG	9.511	209,51	24	Alții	9.111	204,44	19
<b>Total</b>	<b>34.666</b>	<b>261,41</b>	<b>156.330</b>	<b>Total</b>	<b>33.344</b>	<b>260,97</b>	<b>129.873</b>

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

Categorie clienți casnici 2017	Consum anual tranșe consum (GWh)	Pret mediu (lei/MWh)	Nr clienti
DA	403	371,16	501.553
DB	402	371,67	316.651
DC	258	369,87	128.544
DD	207	365,52	60.821
DE	97	356,66	8.095
<b>Total</b>	<b>1.366</b>	<b>369,18</b>	<b>1.015.664</b>

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE



În cazul clienților noncasnici, se constată o creștere cu cca. 1,3 TWh a consumului anual total față de anul 2016, în condițiile unei creșteri cu cca. 20% a numărului de clienți, în timp ce prețul mediu a rămas relativ constant, în jurul valorii de 261 lei/MWh.

Față de anul 2016, cele mai mari creșteri ale numărului de clienți s-a înregistrat pe categoriile IA și IG (peste 26%). Din cei 26.457 clienți noncasnici care și-au ales furnizorul în 2017, cei mai mulți au fost încadrați pe categoria IA (cca. 90%). Totodată, pe această categorie, consumul a crescut cu 36%, în timp ce prețul mediu a scăzut cu 6% (cca. 23 lei/MWh), demonstrând faptul că segmentul respectiv de clienți a prezentat interes pentru furnizorii care au făcut oferte mai bune de preț. Pe celelalte categorii de clienți, creșterile sau scăderile înregistrate nu au depășit 7 lei/MWh în plus sau în minus.

Indicatori 2017	Tranșe de consum clienți noncasnici							Total
	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG	
<b>C1 (%)</b>	31	25	18	11	16	20	22	<b>12</b>
<b>C3 (%)</b>	71	52	41	29	33	41	45	<b>31</b>
<b>HHI</b>	1923	1290	843	564	710	884	1045	<b>560</b>
<b>Consum (GWh)</b>	1399	4307	3439	8433	4678	2899	9511	<b>34666</b>

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

Deși pe ansamblul pieței concurențiale cu amănuntul de energie electrică, indicatorii de structură, similari situației din anul 2016, indică o piață neconcentrată, la nivelul tranșelor de consum se constată că gradul redus de concentrare este caracteristic doar pentru IC, ID, IE, IF și IG, în timp ce pentru IA și IB nivelul de concentrare este moderat.

Indicatori 2017	Tranșe de consum clienți casnici					Total
	DA	DB	DC	DD	DE	
<b>C1 (%)</b>	61	43	34	28	34	<b>42</b>
<b>C3 (%)</b>	96	77	71	73	70	<b>81</b>
<b>HHI</b>	4680	2635	2079	2024	2100	<b>2674</b>
<b>Consum (GWh)</b>	403	402	258	207	97	<b>1366</b>

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

În cazul clienților casnici alimentați concurențial, gradul de concentrare este ridicat atât pe ansamblu, cât și pe fiecare tranșă de consum, cea mai mare concentrare fiind pentru categoria de clienți cu un consum sub 1000 kWh pe an.

### Tarife reglementate pentru clienții casnici

Tarifele reglementate aferente clienților casnici, aplicabile începând cu 01.01.2017 au fost stabilite la sfârșitul anului 2016 și aprobate prin Ordinul ANRE nr. 115/2016, în conformitate cu prevederile Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015. La stabilirea tarifelor reglementate au fost luate în considerare următoarele elemente justificate de cost pentru anul 2017:

- cantitățile și prețurile din contractele reglementate ale FUI pe anul 2017, conform Deciziilor președintelui ANRE nr. 1959 și 1960 din 14.12.2016;

- b) profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate;
- c) costul unitar al activității de furnizare de 4,7 lei/client/lună (stabilit la nivelul fiecărui FUI pentru toate categoriile de clienți, în lei/MWh);
- d) tariful mediu de introducere a energiei electrice în rețea, determinat global ca medie ponderată cu cantitățile stabilite a fi livrate pe contracte reglementate de către producătorii de energie electrică Nuclearelectrica SA și Hidroelectrică SA, a tarifului de introducere în rețea din zona Dobrogea, aplicat societății Nuclearelectrica SA și a tarifului mediu de introducere în rețea aplicat societății Hidroelectrică SA (aprobat prin Ordinul ANRE nr. 27/22.06.2016);
- 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 de 0,01 lei/MWh pentru serviciul prestat de operatorul pieței centralizate, conform datelor transmise de FUI, corelat cu valorile realizate în anul 2016;
- g) tariful pentru serviciul de sistem și tarifele zonale aferente serviciului de transport pentru extragerea de energie electrică din rețea (TL), aprobate prin Ordinul ANRE nr. 27/2016;
- h) soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare.

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 aplicate în anul 2017 față de cele aplicate în anul 2016, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 176/2015.

Calculul 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 ANRE nr. 92/2015. Elementele justificate de cost luate în considerare pentru semestrul II 2017 au fost următoarele:

- a) cantitățile din contractele reglementate ale FUI pe perioada iulie – decembrie 2017 (stabilite în decembrie 2016);
- b) prețul mediu de achiziție a energiei electrice redus față de prețul mediu de achiziție utilizat la stabilirea, la sfârșitul anului 2016, a tarifelor reglementate pentru anul 2017, ca urmare a reducerii prețului mediu aprobat SN Nuclearelectrică SA;
- c) profitul reglementat de 1,5 % din costurile justificate;
- d) 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);
- e) tariful pentru serviciul de sistem, tariful de transport - componenta de introducere a energiei electrice în rețea (Tg) și componenta de extragere a energiei electrice din rețea (TL), conform proiectului de ordin publicat pe pagina de internet a ANRE în data de 8.06.2017;
- f) valorile tarifului de distribuție aprobate prin ordin al președintelui ANRE;
- g) un cost mediu unitar pentru serviciul prestat de operatorul pieței centralizate, conform estimărilor FUI;
- h) soldul corecțiilor de tarif reglementat din perioadele anterioare.

În urma calculelor efectuate, valorile tarifele reglementate aplicate în semestrul II 2017, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 50/2017 au scăzut cu cca 5,16% față de valorile aplicate în semestrul I 2017, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 115/2016.

### 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 parcurse ultimele doua etape de eliminare a tarifelor reglementate, procentele de achiziție a energiei electrice din piața concurențială pentru clienții FUI fiind în cazul clienților non-casnici de 100 % și în cazul clienților casnici de 80% pentru perioada 01.01.2017 - 30.06.2017, respectiv 90% pentru perioada 01.07.2017 - 31.12.2017.

Pentru 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 ANRE nr. 92/2015, 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)
<b>Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 46/20.12.2016)</b>			
-Muntenia Nord	0,2608	0,2945	0,4038
-Transilvania Nord	0,2661	0,3080	0,4048
-Transilvania Sud	0,2885	0,3295	0,4332
<b>CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 45/20.12.2016)</b>			
	0,2684	0,3104	0,4223
<b>E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 49/20.12.2016)</b>			
	0,2765	0,3166	0,4395
<b>Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 48/20.12.2016)</b>			
	0,2341	0,2622	0,3663
<b>Enel Energie S.A. (Aviz nr. 47/20.12.2016)</b>			
- zona Banat	0,2587	0,2933	0,3966
- zona Dobrogea	0,2458	0,2818	0,4006

Pentru perioada 01.07.2017 – 30.09.2017, în baza Metodologiei aprobate prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, cu completările ulterioare, și având în vedere:

- a. faptul că prețurile din ofertele/tranzacțiile pe piețele de tip PCCB au crescut semnificativ începând cu ultima decadă a lunii mai 2017, reflectând o conjunctură a pieței caracterizată prin deficit de energie electrică, aspect confirmat și de existența unei oferte indicative reduse pe PCSU pentru trimestrul III 2017 care a determinat emiterea Deciziei ANRE nr. 819/08.06.2017 privind suspendarea licitației PCSU aferentă trimestrului III 2017,
- b. prevederile art. 35 alin. (1) din Metodologie care precizează că: „Prin derogare de la dispozițiile art. 28 alin. (1) ANRE poate decide avizarea tarifelor CPC separat pe perioada fiecărui trimestru din cadrul unui semestru, în următoarele cazuri:

(a)(...)

(b) Prețurile de achiziție a energiei electrice reflectă situații conjuncturale din piețele centralizate, caracterizate prin deficit sau excedent de ofertă;

Au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

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

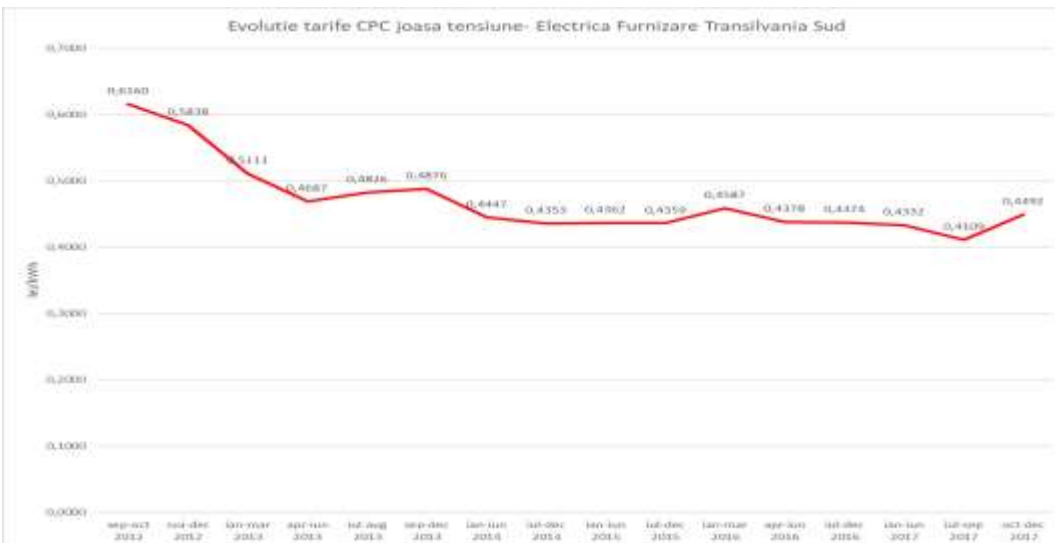
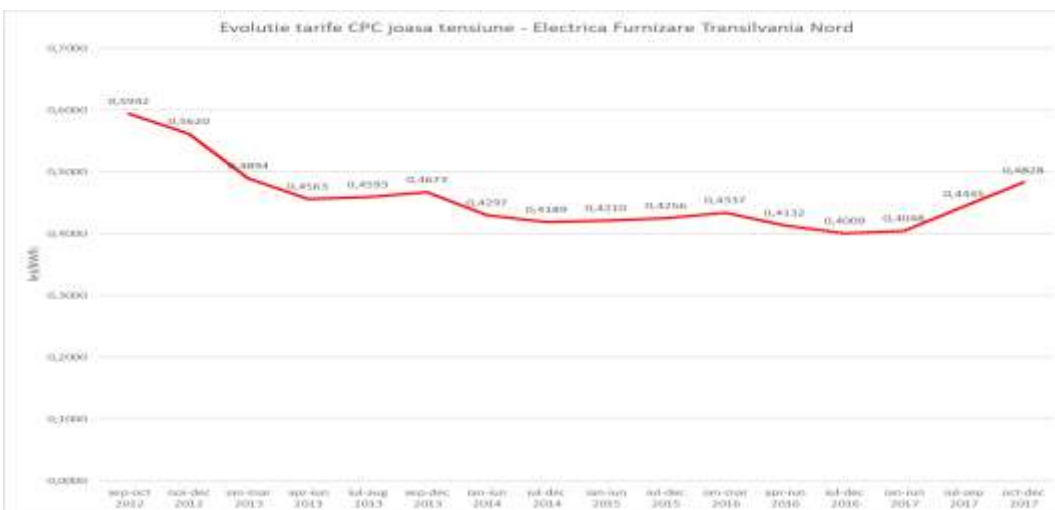
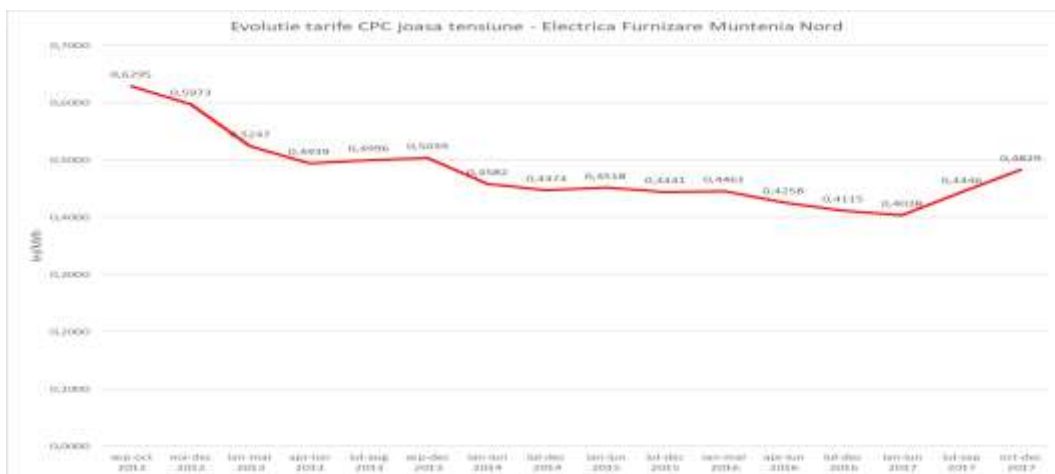
Pentru perioada 01.10.2017 – 31.12.2017, în baza Metodologiei de stabilire a tarifelor aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților finali, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 92/2015, cu modificările și completările ulterioare, au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

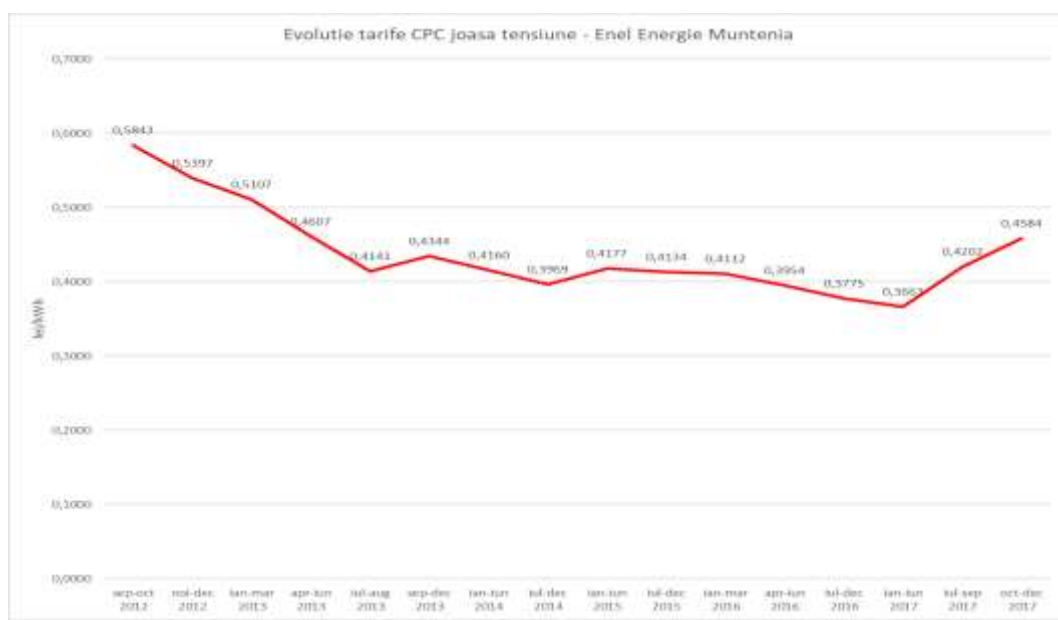
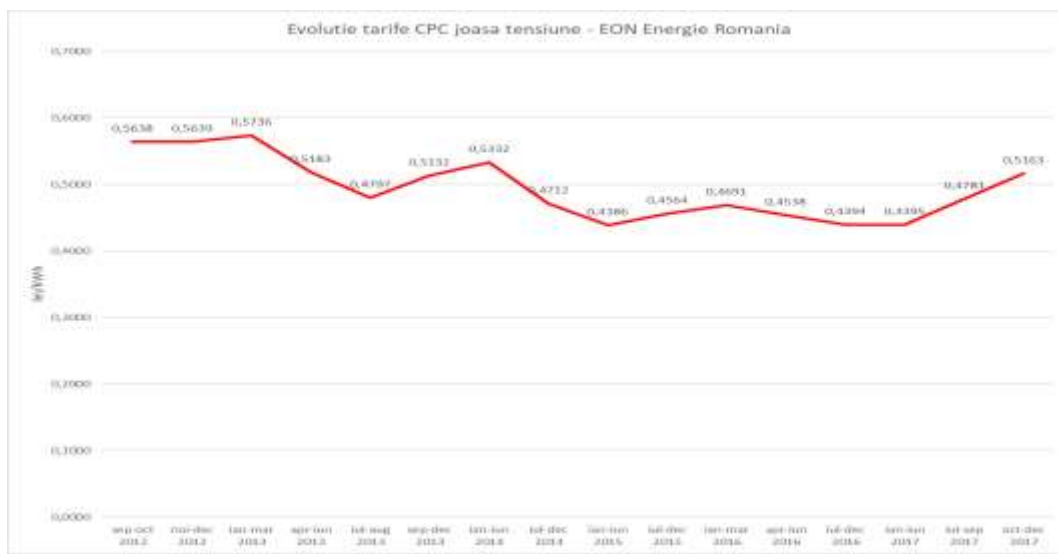
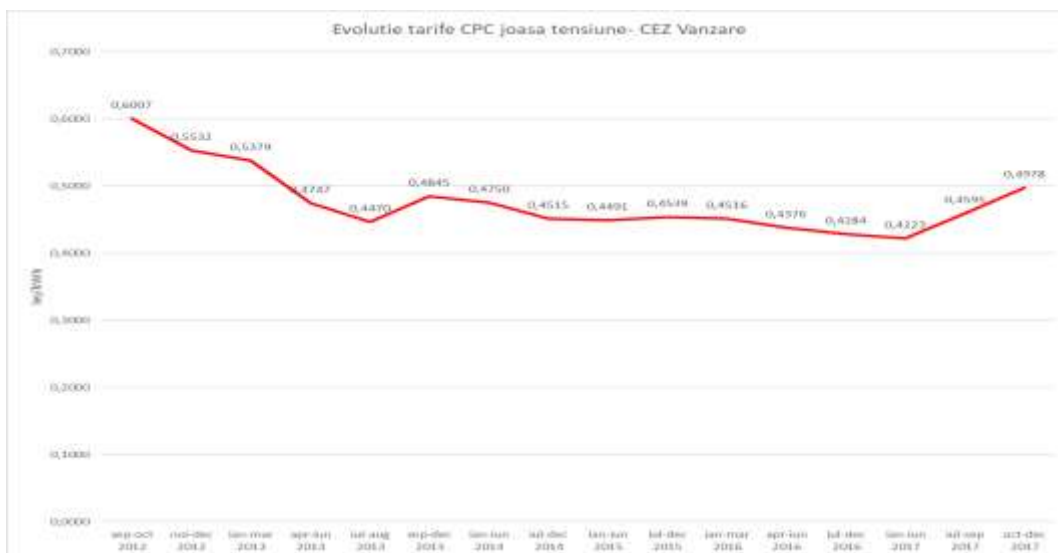
FUI	Tarife CPC octombrie – decembrie 2017 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
<b>Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 24/26.09.2017)</b>			
-Muntenia Nord	0,3399	0,3736	0,4829
-Transilvania Nord	0,3441	0,3861	0,4828
-Transilvania Sud	0,3044	0,3455	0,4492
<b>CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 23/26.09.2017)</b>	0,3439	0,3858	0,4978
<b>E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 27/26.09.2017)</b>	0,3533	0,3934	0,5163
<b>Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 26/26.09.2017)</b>	0,3262	0,3543	0,4584
<b>Enel Energie S.A. (Aviz nr. 25/26.09.2017)</b>			
- zona Banat	0,3217	0,3563	0,4596
- zona Dobrogea	0,3268	0,3628	0,4816

Conform prevederilor Metodologiei, au fost avizate și valorile tarifelor CPC diferențiate pentru energia electrică furnizată în orele de zi, respectiv în orele de noapte.

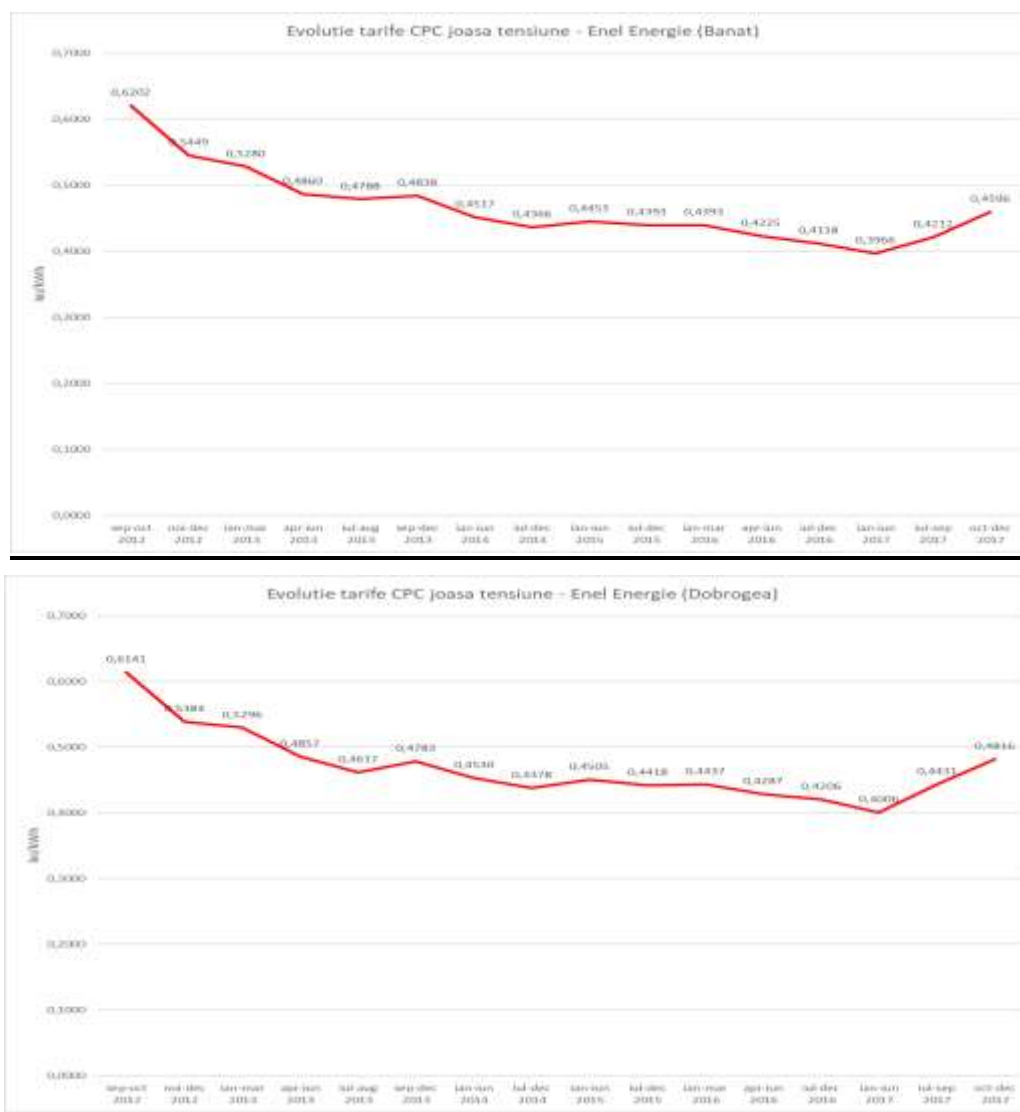
Achiziția energiei electrice furnizate la tarife CPC s-a făcut prin intermediul Pieței Centralizate pentru Serviciul Universal (PCSU), până la data de 09.08.2017, data intrării în vigoare a Ordinului ANRE nr. 75/2017, după această dată achiziția energiei electrice realizându-se atât din PCSU (pentru minim 50% din necesar), cât și din celelalte piețe la termen administrate de OPCOM.

În graficele de mai jos este prezentată evoluția tarifelor CPC pe joasă tensiune aplicate de furnizorii de ultimă instanță clienților casnici având în vedere faptul că cea mai mare parte a clienților casnici sunt alimentați la joasă tensiune:

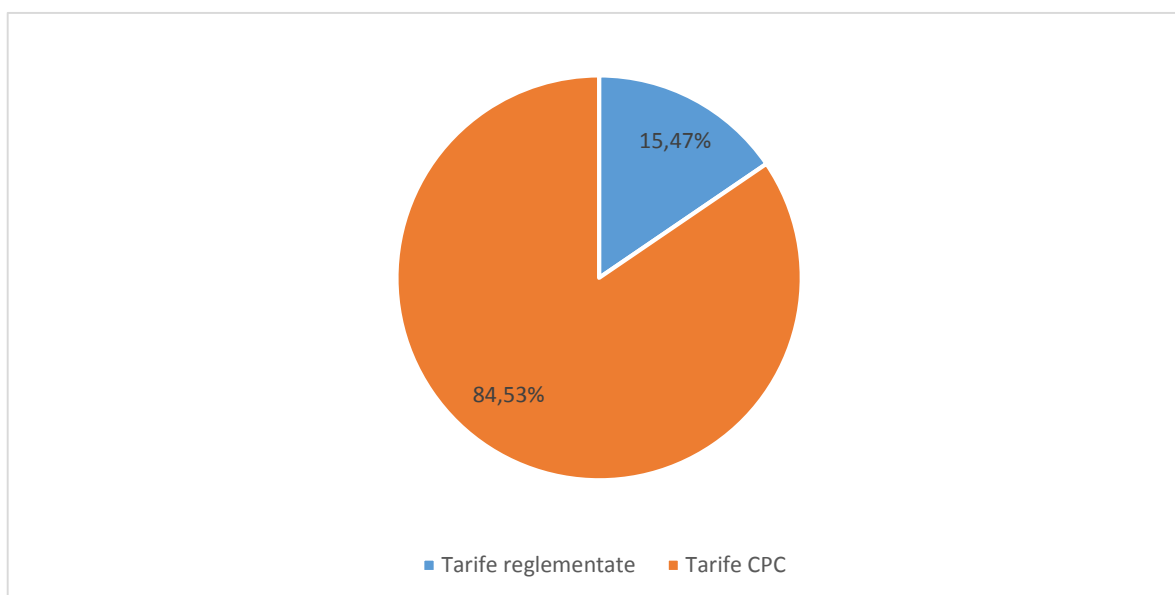




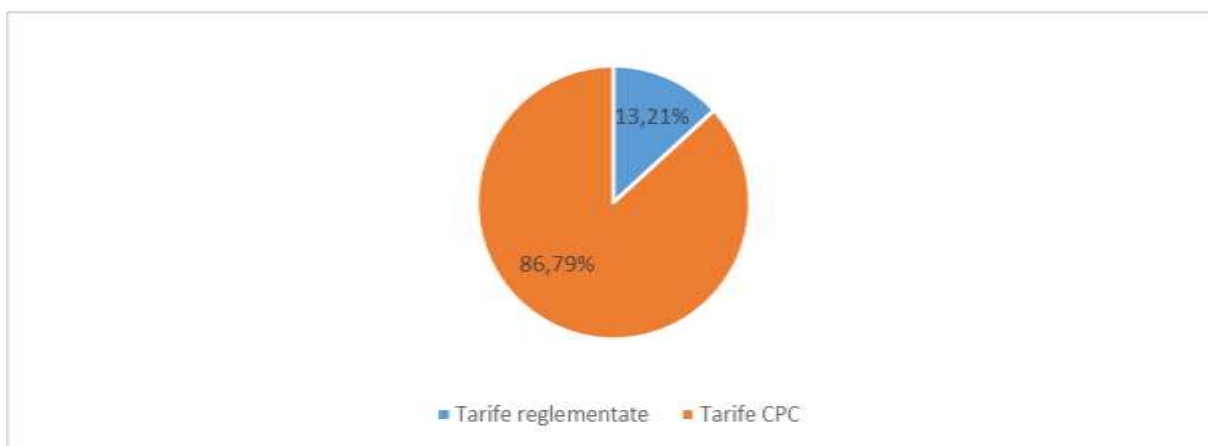




Cantitatea de energie electrică furnizată clienților casnici la tarife reglementate, respectiv tarife CPC, raportată la cantitatea totală de energie electrică furnizată clienților casnici în anul 2017 de către furnizorii de ultimă instanță, este prezentată în graficul următor:



Veniturile realizate din furnizarea de energie electrică clienților casnici la tarife reglementate, respectiv tarife CPC, raportate la veniturile totale realizate din furnizarea de energie electrică clienților casnici în anul 2017 de către furnizorii de ultimă instanță este prezentată în graficul următor:



### Rapoarte de monitorizare piață reglementată

În baza Metodologiei de monitorizare a pieței reglementate de energie electrică, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 68/2013 și modificat prin Ordinul ANRE nr. 42/2016, au fost elaborate rapoartele de monitorizare aferente fiecărui trimestru al anului 2017 și întregului an 2017.

Dintre indicatorii determinați pentru anul 2017 pe baza datelor de monitorizare primite de la cei cinci furnizori de ultimă instanță, în tabelele următoare sunt prezentate informații referitoare la **numărul de locuri de consum deservite de FUI, cantitățile de energie electrică vândute de FUI clienților finali și prețurile medii de achiziție de către FUI a energiei electrice de pe piața angro:**

**Numărul mediu de locuri de consum deservite de FUI în anul 2016-2017** - În anul 2017, se observă menținerea tendinței de scădere a numărului mediu de locuri de consum față de anul 2016, cu 579.676 locuri de consum mai puțin, din care 546.865 locuri de consum aferente clienților casnici.

FUI	TOTAL număr mediu locuri de consum, din care:	număr mediu locuri de consum pentru clienți noncasnici				număr mediu locuri de consum pentru clienți casnici		
		Total, din care:	în regim cu SU	în regim fara SU	în regim UI, fără SU	Total, din care:	cu tarif social	[%] casnic cu tarif social/total casnic
S.C. CEZ Vânzare S.A.	1.307.508	8.048	1.485	6.452	111,00	1.299.460	168.034	12,93%
	100,00%	0,62%				99,38%		
S.C. E.ON Energie România S.A.	1.361.465	18.512	875	17.501	136,08	1.342.953	239.920	17,87%
	100,00%	1,36%				98,64%		
S.C. Electrica Furnizare S.A.	3.402.213	115.813	31.173	84.256	385	3.286.400	311.852	9,49%
	100,00%	3,40%				96,60%		
S.C. ENEL Energie S.A.	1.121.949	30.961	2.481	28.351	128	1.090.989	82.672	7,58%
	100,00%	2,76%				97,24%		
S.C. ENEL Energie Muntenia S.A.	1.003.824	19.867	836	18.932	99	983.956	18.844	1,92%
	100,00%	1,98%				98,02%		
TOTAL FUI - 2017	8.196.959	193.201	36.850	155.491	860	8.003.759	821.322	10,26%
	100,00%	2,58%				97,42%		
TOTAL FUI - 2016	8.776.635	226.011	50.298	175.360	354	8.550.624	937.337	10,96%
	100,00%	3,25%				96,75%		

*Nota: Numărul mediu al locurilor de consum a fost determinat ca medie aritmetică a valorilor raportate lunar cantitățile de energie electrică vândute de FUI clienților finali în anul 2017*

Corelat cu scăderea numărului mediu de locuri de consum, se observă **scăderea consumului de energie electrică în anul 2017 față de anul 2016 cu 1.138,88 GWh.**

Structura vânzări la clienți - total FUI											
Tip clienți	Nivel tensiune	Tip tarif Indicador (cant. și pret)	[UM]	tarif reglementat	tarif CPC			tarif UI			Total FUI
				casnici	casnici	noncasnici cu SU	Total (CPC)	noncasnici fără SU	noncasnici în regim de UI și fără SU	Total (UI)	
Clienți casnici	IT	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MT	Cantitate	[GWh]	1,53	7,88	0,00	7,88	0,00	0,00	0,00	9,41
		Preț mediu	[lei/MWh]	274,50	322,80	0,00	322,80	0,00	0,00	0,00	314,97
	JT	Cantitate	[GWh]	1.738,02	9.495,67	0,00	9.495,67	0,00	0,00	0,00	11.233,69
		Preț mediu	[lei/MWh]	360,88	434,17	0,00	434,17	0,00	0,00	0,00	422,83
	Total vanzare casnici	Cantitate	[GWh]	1.739,55	9.503,55	0,00	9.503,55	0,00	0,00	0,00	11.243,10
		Preț mediu	[lei/MWh]	360,81	434,07	0,00	434,07	0,00	0,00	0,00	422,74
Clienți noncasnici	IT	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,000	0,000	0,454	1,320	1,774	1,77
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	303,16	295,20	297,24	297,24
	MT	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	15,23	15,23	81,56	20,04	101,60	116,84
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	311,39	311,39	336,99	341,01	337,78	334,34

	JT	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	172,93	172,93	845,66	13,23	858,89	1.031,83
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	432,78	432,78	445,30	451,34	445,39	443,28
	Total vanzare noncasnici	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	188,17	188,17	927,68	34,59	962,27	1150,44
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	422,95	422,95	435,71	381,46	433,76	431,99
Total	IT	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,000	0,000	0,45	1,32	1,77	1,77
		Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	303,16	295,20	297,24	297,24
	MT	Cantitate	[GWh]	1,53	7,88	15,23	23,12	81,56	20,04	101,60	126,25
		Preț mediu	[lei/MWh]	274,50	322,80	311,39	315,28	336,99	341,01	337,78	332,89
	JT	Cantitate	[GWh]	1.738,02	9.495,67	172,93	9.668,60	845,66	13,23	858,89	12.265,51
		Preț mediu	[lei/MWh]	360,88	434,17	432,78	434,14	445,30	451,34	445,39	424,55
	Total vanzare clienti	Cantitate	[GWh]	1.739,55	9.503,55	188,17	9.691,72	927,68	34,59	962,27	12.393,54
		Preț mediu	[lei/MWh]	360,81	434,07	422,95	433,86	435,71	381,46	433,76	423,60

FUI/ Vânzări la clienți finali											
Tip Clienți	Nivel tensiune	FUI		[UM]	CEZ	E.ON	ELF	Enel E	EEM	Total FUI 2017	Total FUI 2016
		Tip indicator									
Clienți casnici	IT	cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
		Pmed	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MT	cantitate	[GWh]	1,70	1,38	2,82	0,96	2,55	9,41	10,26	
		Pmed	[lei/MWh]	330,37	333,81	320,57	305,75	291,72	314,97	302,26	
	JT	cantitate	[GWh]	1.668,03	1.515,42	4.494,76	1.664,43	1.891,04	11.233,69	12.043,46	
		Pmed	[lei/MWh]	436,35	453,10	423,05	412,23	395,43	422,83	411,65	
	Total vanzare casnici	cantitate	[GWh]	1.669,73	1.516,80	4.497,58	1.665,39	1.893,59	11.243,10	12.053,73	
		Pmed	[lei/MWh]	436,25	452,99	422,99	412,17	395,29	422,74	411,56	
Clienți noncasnici	IT	cantitate	[GWh]	1,32	0,00	0,00	0,45	0,00	1,77	0,59	
		Pmed	[lei/MWh]	295,20	0,00	0,00	303,16	0,00	297,24	269,84	
	MT	cantitate	[GWh]	4,11	5,29	41,71	12,85	52,88	116,84	161,22	
		Pmed	[lei/MWh]	363,71	366,34	351,54	334,15	315,33	334,34	315,68	
	JT	cantitate	[GWh]	38,89	73,39	515,46	137,55	266,54	1.031,83	1.317,18	



		Pmed	[lei/MWh]	467,27	485,15	448,86	444,52	416,81	443,28	434,75
	Total vanzare noncasnici	cantitate	[GWh]	44,32	78,68	557,17	150,85	319,42	1150,44	1478,99
		Pmed	[lei/MWh]	452,53	477,17	441,58	434,69	400,01	431,99	421,71
Total	IT	cantitate	[GWh]	1,32	0,00	0,00	0,45	0,00	1,77	0,59
		Pmed	[lei/MWh]	295,20	0,00	0,00	303,16	0,00	297,24	269,84
	MT	cantitate	[GWh]	5,82	6,67	44,53	13,81	55,42	126,25	171,48
		Pmed	[lei/MWh]	353,94	359,62	349,58	332,18	314,24	332,89	314,87
	JT	cantitate	[GWh]	1.706,91	1.588,82	5.010,22	1.801,98	2.157,59	12.265,51	13.360,64
		Pmed	[lei/MWh]	437,06	454,58	425,71	414,69	398,07	424,55	413,93
	Total vanzare clienti	cantitate	[GWh]	1.714,05	1.595,48	5.054,75	1.816,24	2.213,01	12.393,54	13.532,72
		Pmed	[lei/MWh]	436,67	454,18	425,04	414,04	395,97	423,60	412,67

**Prețurile medii de achiziție de către FUI a energiei electrice de pe piața angro:**

Structură achiziție – total FUI										
Tip tranzactie	Tip Tarif Tip Indicator (cant. si pret)	[UM]	tarif reglementat	tarif CPC			tarif UI			Total FUI 2017
			casnici	casnici	noncasnici cu SU	Total (CPC)	noncasnici fara SU	noncasnici in regim de UI si fara SU	Total (UI)	
cumpărare pe contracte reglementate	Cantitate	[GWh]	1.741,31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.741,31
	Preț mediu	[lei/MWh]	121,10	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	121,10
cumpărare pe contracte negociate bilateral	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,000	0,3217	0,3217
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	79,45	0,00	79,45	79,45
cumpărare pe PCCB	Cantitate	[GWh]	0,00	944,07	20,27	964,33	344,30	5,19	349,49	1.313,82
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	228,37	224,87	228,29	184,33	173,99	184,17	216,56
cumpărare pe PCSU	Cantitate	[GWh]	0,00	5.488,78	112,54	5.601,32	0,00	0,00	0,00	5.601,32
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	187,06	184,64	187,01	0,00	0,00	0,00	187,01
cumpărare PI	Cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	3,07	0,0416	3,11	3,11
	Preț mediu	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	376,68	287,99	375,50	375,50
cumpărare PZU	Cantitate	[GWh]	96,31	3.066,46	58,83	3.125,29	410,70	17,33	428,04	3.649,63
	Preț mediu	[lei/MWh]	234,55	244,11	244,92	244,12	233,30	201,19	232,00	242,45

cumpărare la preț de dezechilibru	Cantitate	[GWh]	81,14	490,04	5,55	495,58	233,56	13,12	246,67	823,39
	Preț mediu	[lei/MWh]	268,67	288,31	311,24	288,57	295,97	243,48	293,18	287,99
Total cumpărare	Cantitate	[GWh]	1.918,75	9.989,35	197,18	10.186,53	991,95	35,68	1.027,63	13.132,91
	Preț mediu	[lei/MWh]	133,04	213,44	210,32	213,38	231,44	212,87	230,80	203,01
vânzare PZU + PI	Cantitate	[GWh]	-63,11	-108,74	-3,55	-112,28	-15,13	-0,13	-15,27	-190,66
	Preț mediu	[lei/MWh]	230,33	168,38	201,42	169,43	140,37	143,15	140,39	187,26
vânzare la preț de dezechilibru	Cantitate	[GWh]	-116,09	-377,06	-5,47	-382,53	-49,13	-0,96	-50,09	-548,71
	Preț mediu	[lei/MWh]	171,06	165,06	151,42	164,86	149,58	128,69	149,18	164,74
Total vânzare	Cantitate	[GWh]	-179,21	-485,80	-9,01	-494,81	-64,26	-1,09	-65,36	-739,37
	Preț mediu	[lei/MWh]	191,94	165,80	171,10	165,90	147,41	130,47	147,12	170,55
TOTAL achiziție netă	Cantitate	[GWh]	1.739,55	9.503,55	188,17	9.691,72	927,69	34,59	962,28	12.393,54
	Preț mediu	[lei/MWh]	126,97	215,88	212,20	215,81	237,28	215,48	236,49	204,94

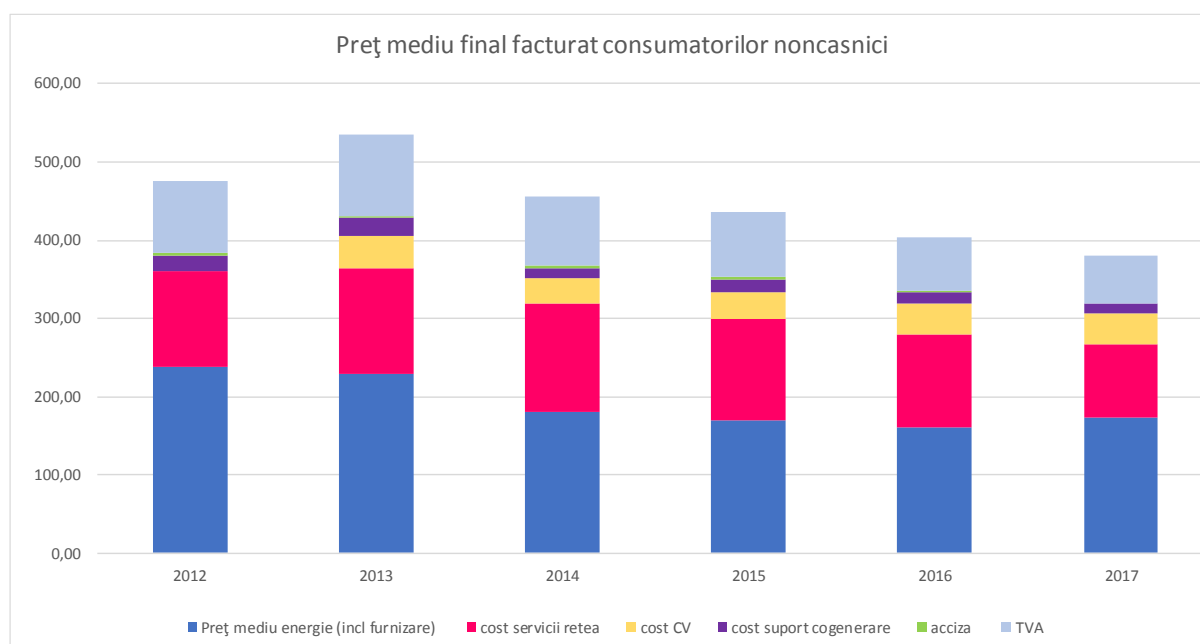
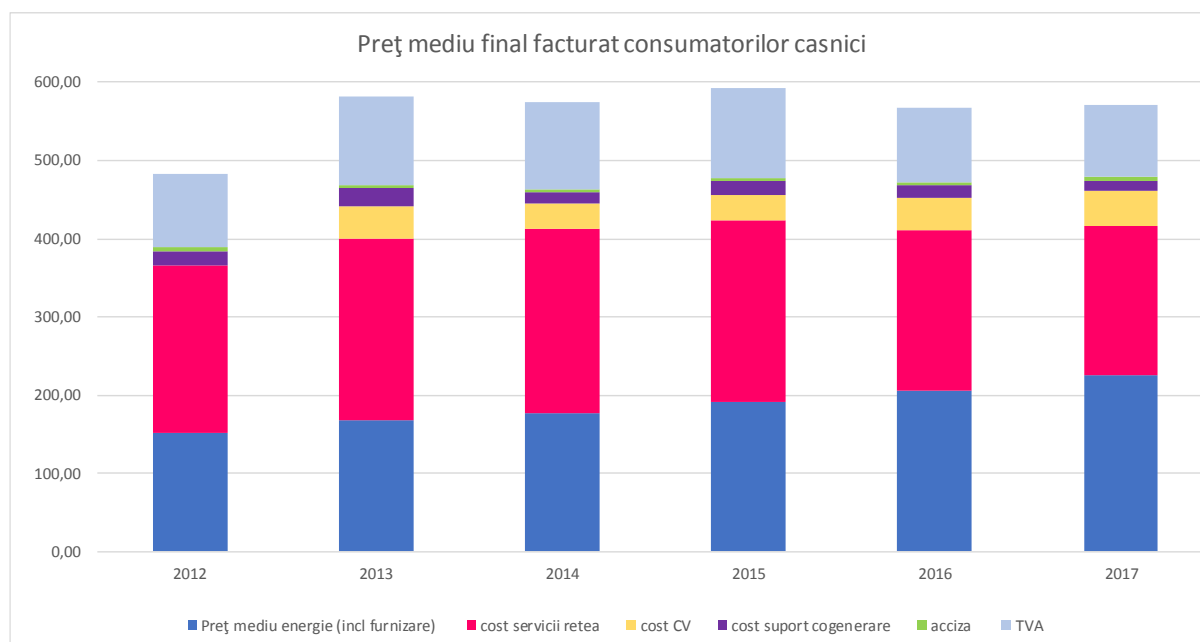
Creșterea prețului mediu de achiziție netă s-a reflectat și în evoluția prețului mediu de vânzare, care a înregistrat o creștere în anul 2017 față de anul 2016.

Tip tranzactie	Tip Indicator (cant. si pret)	[UM]	CEZ	E.ON	ELF	Enel E	EEM	Total 2017	Total 2016
Cump. contracte reglementate	cantitate	[GWh]	231,17	232,91	688,16	293,45	295,62	1.741,31	4.152,27
	Pmed	[lei/MWh]	104,47	118,44	105,28	133,73	160,52	121,10	136,90
Cump. pe contracte negociate	cantitate	[GWh]	0,32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32	0,41
	Pmed	[lei/MWh]	79,45	0,00	0,00	0,00	0,00	79,45	79,37
Cumparare pe PCCB	cantitate	[GWh]	291,19	68,03	590,98	166,36	197,27	1.313,82	731,60
	Pmed	[lei/MWh]	216,81	210,70	218,73	217,83	210,61	216,56	162,73
Cumparare pe PCSU	cantitate	[GWh]	808,47	760,82	2.362,30	740,06	929,67	5.601,32	8.045,82
	Pmed	[lei/MWh]	189,88	189,65	186,33	186,85	184,22	187,01	162,94
Cumparare pe PI	cantitate	[GWh]	0,00	0,00	0,00	1,21	1,90	3,112	0,000
	Pmed	[lei/MWh]	0,00	0,00	0,00	382,34	371,12	375,50	
Cumparare pe PZU	cantitate	[GWh]	373,05	552,52	1.433,66	623,70	666,69	3.649,63	1.473,08
	Pmed	[lei/MWh]	250,48	249,83	244,49	239,40	230,28	242,45	166,73
Cumparare pe PE	cantitate	[GWh]	134,44	53,82	203,76	168,40	262,98	823,39	790,00
	Pmed	[lei/MWh]	309,18	308,92	329,22	249,89	265,33	287,99	202,66
<b>Total Cumparare</b>	cantitate	[GWh]	1.838,64	1.668,10	5.278,86	1.993,18	2.354,13	13.132,91	15.193,18

	Pmed	[lei/MWh]	204,41	204,35	200,70	203,50	205,71	203,01	158,25
vanzare pe PZU	cantitate	[GWh]	-11,62	-16,06	-84,89	-46,34	-31,76	-190,66	-804,24
	Pmed	[lei/MWh]	108,16	235,57	166,71	207,42	217,31	187,26	148,64
vanzare pe PE	cantitate	[GWh]	-112,97	-56,56	-139,21	-130,61	-109,36	-548,71	-856,47
	Pmed	[lei/MWh]	176,76	135,45	137,16	190,31	172,07	164,74	133,41
Total vanzare	cantitate	[GWh]	-124,58	-72,62	-224,10	-176,95	-141,12	-739,37	-1.660,71
	Pmed	[lei/MWh]	170,36	157,59	148,35	194,79	182,25	170,55	140,78
Total achizitie neta	cantitate	[GWh]	1.714,06	1.595,48	5.054,76	1.816,24	2.213,01	12.393,54	13.532,47
	Pmed	[lei/MWh]	206,88	206,48	203,02	204,35	207,21	204,94	160,39

## Analiza prețului mediu al energiei electrice facturate clienților finali

În aceasta secțiune este prezentată evoluția componentelor prețului mediu pentru energia electrică facturată clienților finali, casnici și noncasnici, cumulativ pentru piața reglementată și piața concurențială, în perioada 2012 - 2017.



În anul 2017, prețul mediu de achiziție a energiei (inclusiv serviciul de furnizare) a avut o ușoară creștere față de anul anterior, compensată de scăderea tarifelor serviciilor de rețea. Pe ansamblul componentelor a rezultat o foarte ușoară creștere a prețului mediu final pentru consumatorii casnici și o scădere pentru cei noncasnici, așa cum se poate constata și din tabelul următor:



	Clienți casnici			Clienți noncasnici		
	Preț fără taxe	Preț cu taxe	Tarif servicii rețea	Preț fără taxe	Preț cu taxe	Tarif servicii rețea
	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh	lei/MWh
2012	365,24	482,42	213,84	361,37	475,43	123,02
2013	400,11	581,31	232,74	364,45	534,42	134,35
2014	412,06	575,07	234,66	318,97	455,35	138,77
2015	422,81	592,80	231,73	299,64	436,83	130,54
2016	411,25	566,66	205,56	279,29	403,36	118,67
2017	416,97	570,61	191,77	266,49	383,47	92,62

În ceea ce privește evoluția prețului mediu al energiei electrice din ultimii șase ani, se constată influența generată de apariția costurilor cu CV, trendul de scădere a prețului mediu de achiziție inclusiv furnizare pentru consumatorii noncasnici și trendul de creștere a aceluiași parametru în cazul consumatorilor casnici, ca urmare a eliminării graduale a componentei reglementate. **Se remarcă faptul că, în perioada 2013 - 2017, prețul mediu final cu/fără taxe la consumatorii casnici a variat foarte puțin, în timp ce prețul mediu final cu/fără taxe la consumatorii noncasnici s-a diminuat de la an la an.**

Principalele fapte săvârșite de către persoanele supuse acțiunilor de control în raport cu clienții finali, pentru care au fost aplicate sancțiuni contravenționale în anul 2017, au constat în nerespectarea prevederilor legale referitoare la:

- aplicarea regimului de denunțare a contractelor de vânzare-cumpărare (sistare a livrărilor de energie electrică);
- obligația de constituire a garanțiilor financiare de furnizorii de energie;
- desfășurarea de activități comerciale fără a deține licență, în conformitate cu legislația în vigoare;
- obligației de achiziție/plată a contravalorii certificatelor verzi neachiziționate de către operatorii economici licențiați în domeniul energiei electrice;
- constituirea de garanții financiare de către furnizorii de energie pentru plata contravalorii serviciului de distribuție a energiei electrice;
- indicatorii de performanță stabiliți prin standardele de performanță pentru serviciile de distribuție energiei electrice, pentru activitățile de furnizare a energiei electrice, pentru serviciul de transport și de sistem al energiei electrice;
- întocmirea și transmiterea rapoartelor de activitate și de informare a consumatorilor.

## 2.3. Securitatea alimentării cu energie

În conformitate cu prevederile art. 24 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012 cu completările și modificările ulterioare în cazul unor situații neașteptate de criză pe piața de energie și în cazul în care este amenințată siguranța fizică ori securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului, operatorul de transport și de sistem propune ANRE și ministerului de resort adoptarea unor măsuri de siguranță. Măsurile luate în aceste situații trebuie să afecteze cât mai puțin buna funcționare a pieței interne europene și să se rezume strict la remedierea situației de criză care le-a generat. Punerea în aplicare a acestor măsuri se face prin hotărâre a Guvernului, inițiată de ministerul de resort.

### 2.3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă

#### **Măsurile întreprinse în anul 2017 pentru acoperirea vârfului de consum și pentru acoperirea deficitelor de energie**

Conform prevederilor legale, CNTEE Transelectrica S.A. în calitate de OTS este responsabil cu asigurarea siguranței funcționării SEN, stabilității frecvenței și tensiunii, continuității în alimentarea clienților și coordonării schimburilor de energie electrică cu alte sisteme electroenergetice.

În scopul îndeplinirii acestei responsabilități, OTS a determinat probabilitatea apariției unei situații de criză în funcționarea SEN, în baza analizelor pe termen scurt și mediu a adecvanței SEN, utilizând informații referitoare la stocurile de combustibili, starea Sistemului Național de Transport al gazelor naturale, volumul rezervelor de apă în lacurile de acumulare, disponibilitatea unităților de producere a energiei electrice, prognoza de consum de energie electrică la nivelul SEN sau la nivelul unei zone a SEN, disponibilitatea rețelei electrice de transport (RET) și a rețelelor electrice de distribuție (RED). În urma acestei analize, în cazul identificării unor situații de criză pe piața de energie OTS este obligat să propună ANRE și ministerului de resort adoptarea unor măsuri de siguranță.

Pentru perioada de iarnă 2016-2017, OTS a analizat adecvanța SEN pentru situația cea mai defavorabilă, în contextul în care în perioada 15 noiembrie 2016 – 15 martie 2017, se prevăzuse o creștere a consumului cu +2,8 % față de realizările perioadei similare a anului anterior iar pentru lunile ianuarie și februarie 2017, se prevăzuseră fenomene meteorologice caracterizate de temperaturi medii zilnice negative mai multe zile consecutiv, de sub  $-20^{\circ}\text{C}$ .

În urma acestei analize, OTS a propus măsuri necesare pentru acoperirea vârfului de consum și a deficitelor de energie în iarna 2016-2017, care au fost aprobate prin *Hotărârea de Guvern nr. 844/2016 privind aprobarea măsurilor pentru realizarea stocurilor de siguranță ale SEN 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 SEN în perioada 15 noiembrie 2016 – 15 martie 2017, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a SEN.*

Prin respectiva H.G. s-a stabilit ca OTS să achiziționeze în perioada 3 ianuarie -15 februarie 2017, ulterior prelungită până la 15 martie 2017 prin Hotărârea de Guvern nr. 55/2017 pentru modificarea Hotărârii de Guvern nr. 844/2016, de la producătorii Electrocentrale București

S.A., Electrocentrale Galați S.A. și Veolia Energie Prahova SRL cantități de rezerve de putere, suplimentar față de cele stabilite în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare, furnizate cu grupuri funcționând cu combustibil alternativ păcura.

În baza H.G. nr. 844/2016, ANRE a aprobat următoarele decizii privind achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat după cum urmează:

- Decizia ANRE nr. 2044/20.12.2016 și Decizia ANRE nr. 185/17.02.2017, pentru societatea Electrocentrale București S.A.,
- Decizia ANRE nr. 2045/20.12.2016 și Decizia ANRE nr. 186/17.02.2017, pentru societatea Electrocentrale Galați S.A.,
- Decizia ANRE nr. 2046/20.12.2016 și Decizia ANRE nr. 187/17.02.2017, pentru societatea Veolia Energie Prahova S.R.L.

Similar, pentru iarna 2017-2018, prin *H.G. nr. 760/2017 privind aprobarea programului de iarnă în domeniul energetic privind măsurile pentru realizarea stocurilor de siguranță ale SEN 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 SEN în perioada 15 noiembrie 2017 – 15 martie 2018, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a SEN*, s-a stabilit ca OTS să achiziționeze, în regim reglementat, servicii tehnologice de sistem de la producătorii CE Hunedoara, precum și de la Electrocentrale București S.A., Electrocentrale Galați S.A. și Veolia Energie Prahova SRL, asigurate de grupurile cu combustibil alternativ păcura.

În baza H.G. nr. 760/2017, ANRE a aprobat următoarele decizii privind achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat după cum urmează:

- Decizia ANRE nr. 1814/12.12.2017, pentru Complexul Energetic Hunedoara;
- Decizia ANRE nr. 1815/12.12.2017, pentru Electrocentrale București (grupuri pe păcură);
- Decizia ANRE nr. 1816/12.12.2017, pentru Electrocentrale Galați (grupuri din CET Galați pe păcură);
- Decizia ANRE nr. 1908/22.12.2017, pentru Veolia Energie Prahova SRL (grupuri din CET Brazi cu funcționare pe combustibil alternativ păcura).

### **2.3.2. Monitorizarea realizării investițiilor în capacități de producere în raport cu siguranța în alimentare**

#### **Proгноza balanței SEN dintre producție și consum pentru o perioadă de 10 ani**

ANRE monitorizează adecvanța SEN pe baza informațiilor și analizelor prezentate de OTS în cadrul planului de dezvoltare a RET și a planului de investiții în RET. Planul de dezvoltare a RET se actualizează la fiecare doi ani, astfel încât la data elaborării actualului Raport de activitate, este în vigoare **Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2016-2025**, care a fost aprobat prin **Decizia ANRE nr. 1251 din 27 iulie 2016**. În același timp, OTS a elaborat revizuirea acestui plan pentru perioada 2018-2027. Noua revizie a Planului se află în dezbatere publică fiind postat pe site-ul CNTEE Transelectrica S.A., la adresa de web: <http://www.transelectrica.ro/web/tel/plan-perspectiva>. Ulterior dezbaterii publice, planul va fi transmis ANRE în vederea aprobării, conform prevederilor art. 35 alin. (3) al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

În cadrul *Planului de dezvoltare a RET pentru perioada 2016-2025*, OTS a analizat adecvanța instalațiilor de producere din SEN în perspectiva 2016-2020-2025, rezultatele acestei analize fiind integrate de ANRE în cadrul Raportului de activitate al ANRE pentru anul 2016.

Parcul de producție dintr-un sistem este considerat adecvat dacă poate acoperi cererea de energie electrică în toate regimurile staționare în care poate funcționa sistemul electroenergetic național (SEN) în condiții normale.

Pentru acoperirea în condiții de siguranță a consumului, este necesar să existe în SEN o anumită putere disponibilă asigurată de centrale, semnificativ mai mare decât puterea consumată la vârful de consum, deoarece grupurile sunt periodic retrase din exploatare pentru reparații și întreținere, sunt afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale temporare sau definitive ale disponibilității, din diferite cauze.

Estimarea adecvanței parcului de producere pentru orizonturile 2016-2020-2025, în scenariul de referință de variație a consumului (în care s-a considerat o creștere cumulată a consumului de energie electrică cu cca. 4,6 % pe termen mediu, adică până în anul 2020 și cu încă cca. 8 % pe termen lung, adică până în anul 2025), respectiv a capacităților de producere, conduce la concluzia că excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 14 % în 2016, iar în orizontul 2020-2025, prin punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la Cernavodă, a CHEAP Tarnița și a unor grupuri termoelectrice mari, crește la valori în jur de 20 %, conform datelor din tabelul următor:

		MW			
Putere netă în SEN		decembrie 2013 realizari	decembrie 2016	decembrie 2020	decembrie 2025
1	centrale nucleare	1300	1298	2628	2628
2	centrale termoelectrice conventionale	9490	8415	9489	9615
	• pe lignit	3885	3916	4014	4014
	• pe huila	1179	753	786	786
	• pe gaze naturale	1999	1919	3294	3507
	• hidrocarburi	2427	1827	1396	1307
3	resurse energetice regenerabile	3065	5450	6500	6700
	• eoliene	2451	3300	4200	4200
	• fotovoltaice	565	2000	2000	2200
	• biomasa	49	150	300	300
4	centrale hidroelectrice	6227	6392	6632	7639
<b>5</b>	<b>Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]</b>	<b>20082</b>	<b>21555</b>	<b>25249</b>	<b>26582</b>
<b>6</b>	<b>Putere indisponibilă totală</b>	<b>6070</b>	<b>10188</b>	<b>11251</b>	<b>11688</b>
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	3428	6586	7298	7511
	• Putere in reparatie planificată	799	1328	1426	1595
	• Putere in reparatie accidentală (după avarie)	1070	1083	1067	1121
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	773	1191	1461	1461
<b>7</b>	<b>Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]</b>	<b>14012</b>	<b>11367</b>	<b>13998</b>	<b>14894</b>
8	Consum intern net la varful de sarcina	8114	8330	8890	9750
<b>9</b>	<b>Capacitate rămasă ( fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]</b>	<b>5898</b>	<b>3037</b>	<b>5108</b>	<b>5145</b>
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-745	-800	-1200	-1200

În scenariul favorabil de variație a consumului, caracterizat printr-o creștere a consumului de energie electrică cu 1,6 % anual pe termen mediu (2020) și cu 2,6 % pe termen lung (2025) și un scenariu „verde” de evoluție a capacităților de producere, caracterizat prin creșterea puterii instalate în sursele regenerabile de energie, ca urmare a condițiilor economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul Uniunii Europene,

excedentul de putere netă disponibilă în sistem va fi de 18 % în anul 2020 și respectiv 15 % în 2025, conform tabelului următor:

		MW			
Putere netă în SEN		decembrie 2013 realizari	decembrie 2016	decembrie 2020	decembrie 2025
1	centrale nucleare	1300	1298	2628	2628
2	centrale termoelectrice conventionale	9490	8415	9489	9615
	• pe lignit	3885	3916	4014	4014
	• pe huila	1179	753	786	786
	• pe gaze naturale	1999	1919	3294	3507
	• hidrocarburi	2427	1827	1396	1307
3	resurse energetice regenerabile	3065	5450	7150	8100
	• eoliene	2451	3300	4500	5000
	• fotovoltaice	565	2000	2200	2500
	• biomasa	49	150	450	600
4	centrale hidroelectrice	6227	6392	6632	7639
5	<b>Capacitatea de producție netă [5=1+2+3+4]</b>	<b>20082</b>	<b>21555</b>	<b>25899</b>	<b>27982</b>
6	<b>Putere indisponibilă totală</b>	<b>6070</b>	<b>10219</b>	<b>11823</b>	<b>12933</b>
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	3428	6586	7708	8371
	• Putere în reparatie planificată	799	1328	1430	1603
	• Putere în reparatie accidentală (după avarie)	1070	1113	1134	1258
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	773	1191	1551	1701
7	<b>Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]</b>	<b>14012</b>	<b>11337</b>	<b>14076</b>	<b>15049</b>
8	Consum intern net la varful de sarcina	8114	8565	9450	10940
9	<b>Capacitate rămasă ( fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [9=7-8]</b>	<b>5898</b>	<b>2772</b>	<b>4626</b>	<b>4109</b>
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-745	-800	-1200	-1200

Deoarece disponibilitatea centralelor eoliene și solare este limitată în cursul anului și producția lor nu este controlabilă așa cum este cea a centralelor clasice, pentru asigurarea adecvantei este neapărat necesară și existența unui anumit volum de putere în centrale care să asigure o durată de utilizare mică a puterii de vârf și controlabilitate corespunzătoare a parcului de producție în ansamblu (centrale cu funcționare pe gaze naturale).

Integrarea centralelor eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) în curba de sarcină impune ca centralele convenționale să asigure funcția de reglaj de frecvență pentru compensarea variațiilor puterii produse de acestea ca urmare a variațiilor energiei primare regenerabile, crescând semnificativ frecvența situațiilor în care grupurile termoelectrice trebuie să funcționeze cu sarcină parțială sau să fie oprite și apoi repornite.

Este deci necesară instalarea în sistem a centralelor de vârf, deoarece modul de funcționare a CEE și CEF are implicații negative asupra costurilor de producție și asupra duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în regim de bază.

### **Estimarea evoluției siguranței în alimentarea cu energie electrică pentru o perioadă de 15 ani**

Pentru a estima siguranța în alimentarea cu energie electrică se iau în considerare evoluția consumului și a capacității instalate la nivel național, precum și evoluția cererii pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică.

Pentru orizontul de timp de până la 15 ani (2030), la nivel comunitar a fost elaborat „Planul European de dezvoltare a rețelei de transport al energiei electrice pe zece ani” („Ten – Year Network Development Plan” – TYNDP) din anul 2016, în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (10) din Regulamentului (UE) 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.

ENTSO-E a publicat pentru consultare în luna octombrie 2017 scenariile care se analizează în cadrul TYNDP 2018, atât pentru gaz cât și pentru energie electrică, pe baza cărora se iau deciziile pentru viitoarele necesități de investiții în infrastructură.

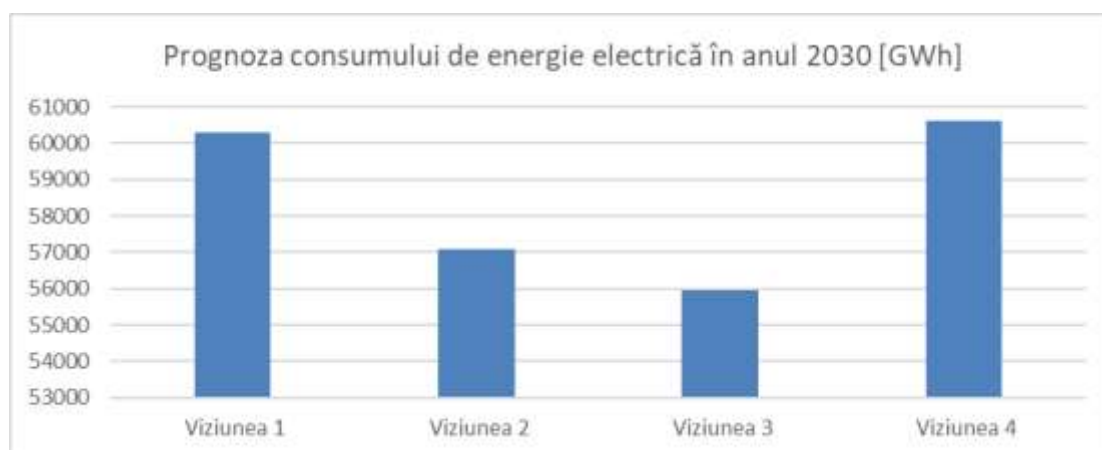
Se prezintă în continuare estimarea evoluției siguranței în alimentarea cu energie electrică pentru o perioadă de 15 ani din cadrul TYNDP 2016. Acesta are în vedere modelul integrat al rețelei electrice europene și se bazează pe planurile naționale de dezvoltare a rețelei electrice de transport pe zece ani, luând în considerare planuri regionale de investiții, precum și aspectele la nivel comunitar legate de planificarea rețelei, inclusiv proiectele de interes european (PCI).

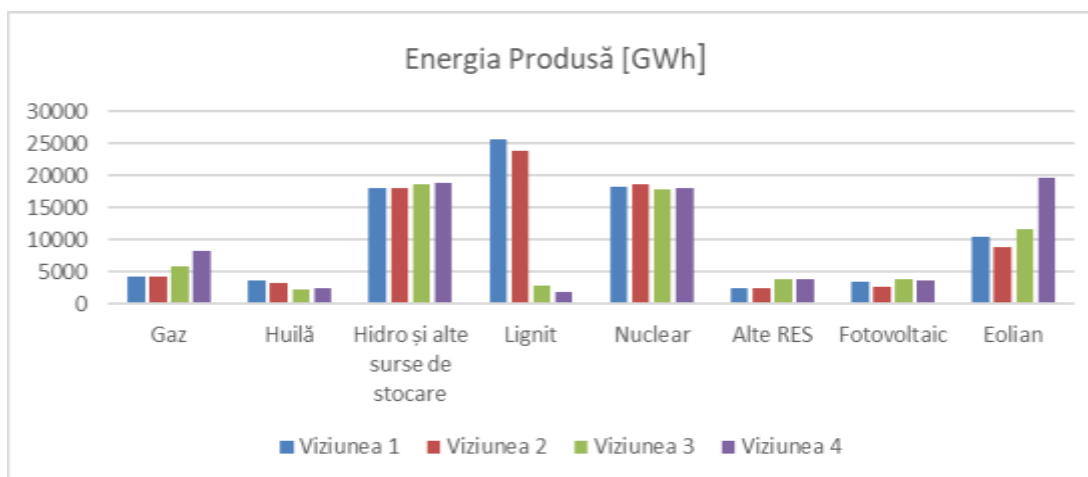
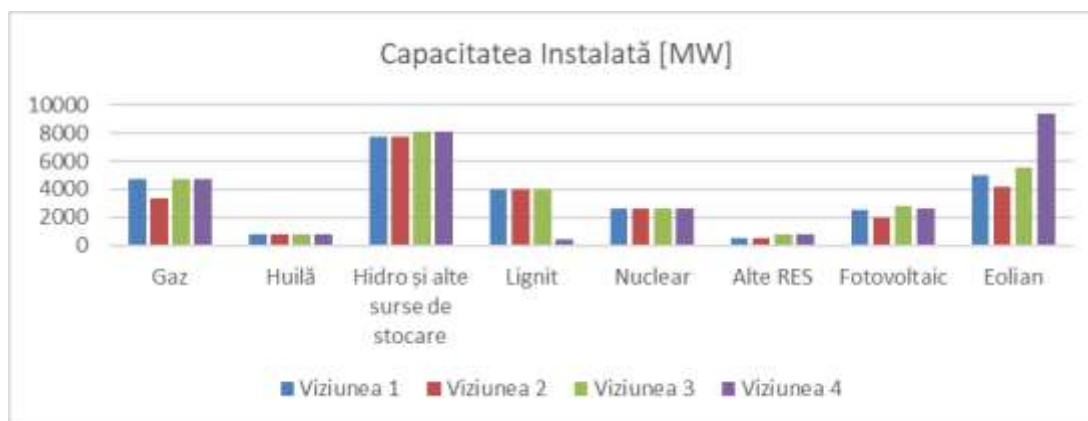
TYNDP 2016, precum și planurile naționale și regionale de dezvoltare a rețelelor electrice de transport cuprind scenariul de dezvoltare a rețelelor electrice pentru orizontul de timp 2030, luând în considerare patru viziuni pentru evoluția consumului, a capacității instalate și a energiei produse.

Cele patru viziuni avute în vedere pentru anul 2030 au fost stabilite în funcție de politicile naționale și de țintele energetice ale Uniunii Europene referitoare la evoluția puterii instalate în centralele electrice bazate pe surse regenerabile de energie și scăderea emisiilor de carbon, după cum urmează:

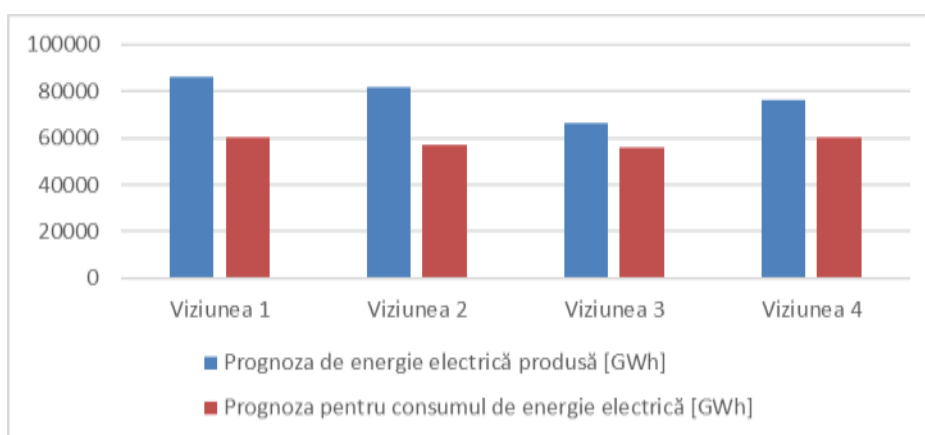
- Viziunea 1 "Slowest progress" și Viziunea 3 "National green transition" sunt construite pe baza datelor furnizate de operatorii de transport și de sistem europeni;
- Viziunea 2 "Constrained progress" și Viziunea 4 "European green revolution" sunt construite pe baza ipotezei îndeplinirii politicilor energetice ale Uniunii Europene.

În ceea ce urmează este prezentată, pentru România, prognoza consumului de energie electrică, a capacității instalate în centrale electrice pe tipuri de surse și a producției de energie electrică, în cele patru viziuni pentru anul 2030:





Se poate constata că în cazul României pentru toate cele patru viziuni, cererea de energie electrică prognozată pentru anul 2030 este acoperită de energia produsă, după cum este prezentat în graficul următor:



În plus, pentru orizontul de timp al anului 2030 s-a modelat impactul anumitor factori de stres asupra capacității SEN de a acoperi cererea de energie electrică și de servicii tehnologice de sistem și asupra capacității SEN de a menține nivelul exporturilor și de a asigura importurile necesare operării în condiții de siguranță. Acești factori se referă la gestionarea unei crize de aprovizionare cu combustibili, în condiții meteorologice deosebite (secetă prelungită, caniculă, zăpadă, temperaturi foarte scăzute etc.).

Rezultatele modelării arată că SEN nu se va confrunta cu deficit de producție și cu imposibilitatea asigurării integrale a rezervelor de capacitate, respectiv nu este compromisă



securitatea aprovizionării cu energie electrică. Mai mult, în unele cazuri, SEN își menține capacitatea de asigurare a exporturilor, oferind reziliență țărilor vecine, afectate de aceleași condiții de stres.

Totuși, rezultatele modelării în condiții de stres la nivelul anului 2030, pe perioadă de iarnă (temperaturi sub  $-20^{\circ}\text{C}$ , căderi masive de zăpadă), arată că România ar putea avea nevoie de importuri pentru scurte perioade (cca. 25 – 35 GWh în 24 de ore, reprezentând cca.15% din necesarul mediu zilnic de consum). În astfel de situații se poate apela la măsuri de salvagardare, prevăzute în reglementările în vigoare.

În tabelul următor sunt prezentate informații privitoare la structura producției de energie electrică (GWh) pe tipuri de combustibil în perioada 2016-2017.

Tip combustibil	2016		2017	
	brut	net	brut	net
Cărbune	16.091	14.176	17.154	15.102
Hidrocarburi	9.960	9.266	10.803	10.041
Nucleară	11.286	10.368	11.509	10.561
Hidro	18.272	18.077	14.608	14.542
Eoliană	6.590	6.524	7.403	7.332
Biomasă	453	448	401	395
Fotovoltaică	1.820	1.802	1.870	1.850
Geotermală	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>64.472</b>	<b>60.661</b>	<b>63.748</b>	<b>59.823</b>

Structura puterilor instalate și disponibile, pe tipuri de combustibil în perioada 2016-2017, se prezintă în tabelul următor:

Tip centrală	Putere instalată [MW]		Putere disponibilă [MW]	
	2016	2017	2016	2017
Cărbune	5.785	5.805	4.922	4.931
Hidrocarburi	5.487	5.495	3.738	3.703
Nucleară	1.300	1.300	1.413	1.413
Hidro	6.685	6.700	6.417	6.389
Eoliană	2.989	2.998	3.008	3.008
Biomasă	122	125	126	127
Fotovoltaică	1.346	1.314	1.304	1.319
Geotermală	0	0,05	-	-
<b>Total</b>	<b>23.715</b>	<b>23.738</b>	<b>20.928</b>	<b>20.891</b>

În tabelul următor este prezentată evoluția producției și a consumului de energie electrică în perioada 2016-2017, din care se constată o ușoară creștere a valorilor aferente anului 2017 față de cele aferente anului precedent:

Luna	Producție brută [GWh]		Consum brut [GWh]		Consum net [GWh]	
	2016	2017	2016	2017	2016	2017
Ianuarie	6.279	6.468	5.630	5.896	5.217	5.441
Februarie	5.167	5.462	4.971	5.177	4.626	4.812
Martie	5.156	5.778	5.135	5.204	4.788	4.847
Aprilie	4.756	5.134	4.571	4.771	4.268	4.455
Mai	4.500	4.771	4.546	4.736	4.295	4.442
Iunie	5.126	4.881	4.565	4.659	4.258	4.367
Iulie	5.627	4.983	4.862	4.914	4.533	4.596
August	5.270	4.889	4.627	4.938	4.262	4.621
Septembrie	4.846	4.757	4.565	4.677	4.284	4.392
Octombrie	5.526	5.197	5.087	5.101	4.742	4.767
Noiembrie	5.819	5.402	5.258	5.277	4.883	4.912
Decembrie	6.399	6.026	5.638	5.502	5.226	5.116
<b>Total an</b>	<b>64.472</b>	<b>63.748</b>	<b>59.455</b>	<b>60.852</b>	<b>55.382</b>	<b>56.768</b>

În anul 2017 a fost pusă în funcțiune CHE Bretea, cu o putere instalată de 2x6,282 MW (data punerii în funcțiune fiind 18-19.05.2017) și a fost retrasă din exploatare CET Găvana – pe hidrocarburi) cu o putere instalată de 6 MW (data retragerii: 22.09.2017).

Înființarea de noi capacități de producere precum și reabilitarea celor existente se realizează în baza **autorizațiilor de înființare** emise de către ANRE. Procedura de acordare a autorizațiilor, precum și condițiile acordării acestora: criterii, nivele de putere, aprobări, diferențiate pe categorii de putere și activități sunt precizate prin *Regulamentul de acordare a autorizațiilor și licențelor în sectorul energiei electrice*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 48/2013**. Refuzul acordării autorizării, absența unui răspuns în termen sau orice decizie a autorității considerată ilegală sau generatoare de prejudicii poate fi contestată la Curtea de apel București în concordanță cu prevederile legale.

Autorizațiile de înființare acordate în anul 2017 se regăsesc în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Centrale electrice autorizate (pe tip de energie primară)	Nr. de autorizații acordate	Putere electrică instalată a capacităților autorizate [MW]
1	Fotovoltaice	1	1,86
2	Hidrocarburi	3	8,22
	<b>Total</b>	<b>4</b>	<b>10,08</b>

În anul 2017 au fost modificate 5 de autorizații de înființare - la cererea titularilor – având în vedere necesitatea de a se prelungi valabilitatea autorizațiilor respective, precum și a se actualiza unele date referitoare la titularii acestora.

### Monitorizarea planificării punerii în funcțiune de noi capacități de producție

Analiza planificării punerii în funcțiune a noilor capacități de producere se realizează de către OTS în cadrul Planului de dezvoltare a RET pe 10 ani. Conform informațiilor prezentate în cadrul acestui plan pentru perioada 2016-2025, 80 % din grupurile termoelectrice existente au durată de viață normată depășită. Au fost realizate lucrări de rețehnologizare și/sau modernizare pentru grupuri termoelectrice din SEN, dar nu toate sunt echipate cu instalații pentru reducerea emisiilor de gaze cu efect de seră care să le permită încadrarea în normele

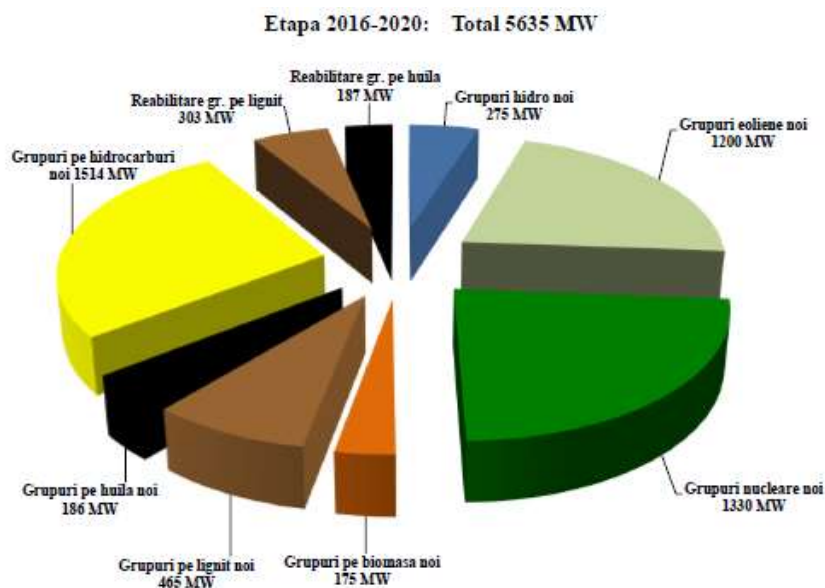
impuse de Uniunea Europeană privind emisiile de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberi provenite de la instalațiile mari de ardere.

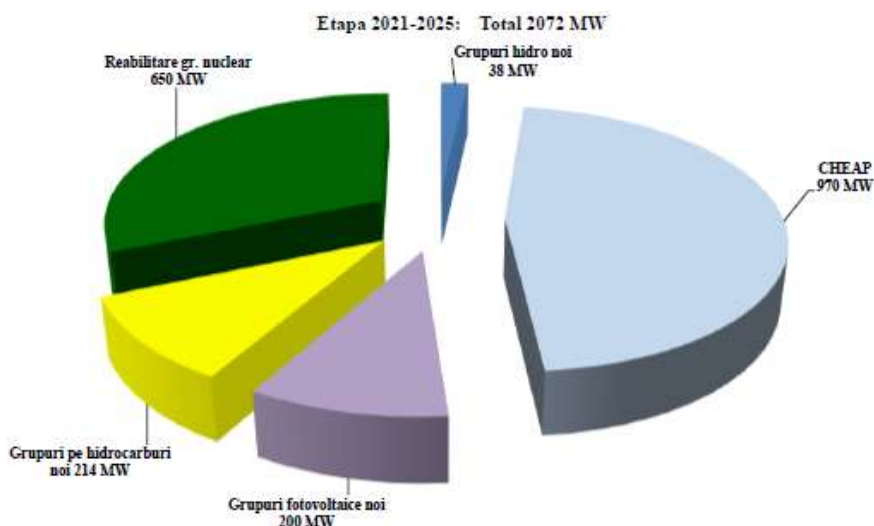
Scenariul de referință analizat în cadrul planului de dezvoltare a RET, caracterizat prin creșterea consumului de energie electrică cu 4,6 % până în anul 2020 și cu încă cca. 8 % până în anul 2025, a luat în considerare retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice totalizând 2.082 MW putere netă disponibilă, dintre care 1.994 MW până în 2020 inclusiv. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenția de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante.

Conform acestei prognoze, în aceeași perioadă vor fi repuse în funcționare, după reabilitare, un grup de la Turceni, un grup de la Deva și un grup nuclearelectric de la Cernavodă, însumând o putere netă disponibilă de 1.140 MW.

În ceea ce privește intențiile de instalare de grupuri noi, conform informațiilor transmise la OTS de producătorii existenți, acestea însumează o putere netă disponibilă de circa 4.679 MW, exclusiv centralele din surse regenerabile de energie.

În figurile următoare sunt evidențiate proiectele de reabilitare și grupuri noi, pentru orizontul de prognoză 2016-2020, respectiv orizontul de prognoză 2021-2025 în scenariul de referință.





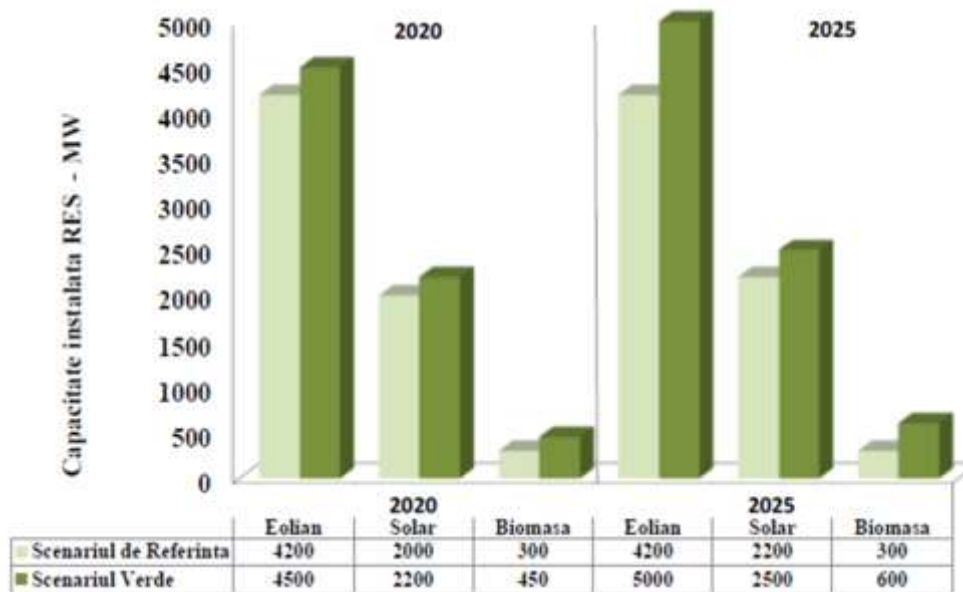
Proiectele de grupuri noi prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2016-2025 includ:

- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în prezent în diferite stadii de execuție;
- finalizarea grupurilor nucleare 3 și 4 de la CNE Cernavodă, până în anul 2020;
- grupuri noi pe gaze naturale (turbine cu gaze sau ciclu combinat, de condensare sau cogenerare);
- grupuri noi pe lignit (Rovinari) și huiă (Paroșeni);
- grupuri noi RES: eoliene, solare (fotovoltaice) și pe biomasă.

S-a avut în vedere și finalizarea până în anul 2025 a proiectului de construire a unei centrale hidroelectrice cu acumulare prin pompaj CHEAP Tarnița Lăpuștești, cu 4 grupuri de 250 MW fiecare.

ANRE apreciază aceste ipoteze ca fiind mult prea optimiste, deoarece nu este posibilă punerea în funcțiune a grupurilor 3 și 4 de la Cernavodă și a centralei cu acumulare prin pompaj Tarnița Lăpuștești până în anul 2020, respectiv 2025, având în vedere că încă nu au fost demarate.

Suplimentar față de prognoza punerii în funcțiune de noi capacități de producere în scenariul de referință, se prognozează următoarea evoluție în ceea ce privește capacitatea instalată în surse regenerabile de energie care va avea loc în așa numitul scenariu verde, respectiv în condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE (investiții majore, integrarea surselor regenerabile, creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de CO<sub>2</sub>, dezvoltarea maximă a soluțiilor de tip Smart Grid și a capacităților de stocare a energiei):



### 3. Piața gazelor naturale

#### 3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

##### 3.1.1. Separarea activităților

Potrivit prevederilor din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 cu modificările și completările ulterioare, operatorul de transport și de sistem se organizează și funcționează după modelul **operator de sistem independent** (ISO). Odată cu intrarea în vigoare a Legii nr. 117/2014 privind aprobarea OUG nr. 6/2014, ANRE a analizat noile condiții de certificare și a aprobat certificarea Societății Naționale de Transport gaze Naturale “Transgaz” - S.A. Mediaș, prin emiterea **Ordinul ANRE nr. 72/06.08.2014**. Ordinul ANRE a fost comunicat Comisiei Europene.

**Operatorii de distribuție** sunt titulari al licenței de distribuție, care are ca specific activitatea de distribuție a gazelor naturale, într-una sau mai multe zone delimitate. La finele anului 2017, pe piața gazelor naturale din România, dețineau licență de distribuție **37 de companii**.

Operatorii economici din sectorul gazelor naturale, care realizează activități reglementate (transport, înmagazinare, distribuție, furnizare) sunt obligați să asigure separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică a acestora. Operatorii de distribuție care deserveșc un număr de cel mult 100.000 de clienți finali sunt exceptați de la prevederile privind separarea legală.

Operatorii economici din sectorul gazelor naturale au obligația transmiterii evidențelor contabile reglementate până la data de 1 iulie (pentru activitățile de distribuție și furnizare) și respectiv, 31 august (pentru activitățile de înmagazinare și transport), ale anului de reglementare următor celui pentru care se efectuează raportarea.

Evidențele contabile reglementate analizate cuprind următoarele situații:

- situația veniturilor,
- situația cheltuielilor,
- situația imobilizărilor corporale și necorporale,
- situația obiectelor de inventar.

De asemenea, operatorii din sectorul gazelor naturale au obligația de a transmite la ANRE, spre analiză și avizare, rapoartele de separare, activitate ce presupune verificarea ipotezelor, criteriilor și regulilor care vor sta la baza întocmirii evidențelor contabile separate, care să permită obținerea informațiilor cu privire la cheltuielile, veniturile, imobilizările corporale și necorporale și obiectele de inventar aferente activităților reglementate desfășurate.

S.C. E.ON Gaz România S.A și S.C. Distrigaz Sud S.A., în calitate de operatori ai sistemelor de distribuție, au avut obligația de a realiza separarea contabilă, legală, funcțională și organizatorică între activitatea de distribuție și cea de furnizare a gazelor naturale. În cazul S.C. E.ON Gaz România S.A, urmare a separării legale prin divizarea societății, au rezultat două companii independente din punct de vedere legal – S.C. E.ON Gaz România S.A., specializată în furnizarea gazelor naturale și S.C. E.ON Gaz Distribuție S.A. (ulterior Delgaz Grid S.A.), specializată în distribuția gazelor naturale, precum și operarea și întreținerea rețelei de distribuție. Cele două noi companii au sedii diferite. Procesul de separare legală a



celuilalt mare operator de distribuție, S.C. Distrigaz Sud S.A., a fost finalizat în luna aprilie 2008, rezultând S.C. Distrigaz Sud Rețele S.R.L., specializată în distribuția gazelor naturale precum și operarea și întreținerea rețelei de distribuție, și S.C. Distrigaz Sud S.A. (ulterior S.C. GDF SUEZ ENERGY ROMANIA S.A., ulterior ENGIE ROMANIA), specializată în furnizarea gazelor naturale.

Referitor la obligația de separare legală a activității de înmagazinare subterană, ea a fost realizată de operatorul de înmagazinare S.C. DEPOMUREȘ S.A. Procesul de separare legală a ultimului operator de înmagazinare – S.N.G.N. Romgaz S.A. s-a încheiat în anul 2018. Activitatea de înmagazinare a fost separată din cadrul SNGN ROMGAZ SA începând cu data de 1 aprilie 2018 prin transferul Licenței nr. 1942/2014 și este desfășurată în cadrul unui operator de înmagazinare, o filială, în care SNGN ROMGAZ SA este asociat unic. SNGN Romgaz SA – Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale Depogaz Ploiești SRL

Ceilalți operatori de distribuție, ce deservește mai puțin de 100.000 clienți finali și care nu au obligația separării legale, au realizat încă din anul 2007 separarea evidențelor contabile pentru activitățile reglementate desfășurate.

Operatorii din sectorul gazelor naturale, titulari de licență, transmit anual la autoritate rapoartele financiare și evidențele contabile reglementate pentru activitățile reglementate desfășurate de aceștia în domeniul gazelor naturale.

Anterior transmiterii către autoritatea de reglementare, situațiile solicitate trebuie auditate/verificate în conformitate cu prevederile legale în vigoare, urmărindu-se în special modul de respectare a obligației de evitare a subvențiilor încrucișate între activitățile desfășurate.

Precizăm că în anul 2018 a fost publicat **Ordinul ANRE nr. 63/2018** pentru aprobarea *Regulamentului privind monitorizarea de către ANRE a programelor de conformitate stabilite de operatorii de distribuție sau de operatorii de înmagazinare a gazelor naturale*. Actul normativ are ca scop stabilirea unor reguli minimale privind:

- întocmirea programelor de conformitate de către operatorii de distribuție, respectiv de operatorii de înmagazinare a gazelor naturale care fac parte din operatori economici integrați pe verticală, în acord cu prevederile Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;
- desemnarea și activitatea agenților de conformitate care monitorizează aplicarea programelor de conformitate, întocmesc și transmit la ANRE rapoarte anuale cu privire la măsurile luate.

### 3.1.2. Funcționare tehnică

#### Servicii de echilibrare

Față de evoluțiile anului anterior, în 2017, în vederea îndeplinirii obligațiilor ce îi revin SNTGN TRANSGAZ SA privind echilibrarea sistemului național de transport al gazelor naturale, în calitate sa de operator de transport și de sistem, obligații prevăzute în *Regulamentul (UE) nr. 312/2014 al Comisiei din 26 martie 2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport de gaz și în Codul rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale*, a fost elaborată *Metodologia de calculare a tarifelor de neutralitate pentru echilibrare, inclusiv repartizarea lor în rândul utilizatorilor rețelei de transport al gazelor naturale*. Această Metodologie are drept scop alocarea, către

utilizatorii rețelei, a diferenței între cheltuielile și veniturile înregistrate de operatorul SNT în urma activității de echilibrare a rețelei de transport gaze naturale.

Principiile care au stat la baza acestei Metodologii au fost cele prevăzute în regulamentul UE 312/2014, respectiv :

*”(1) Operatorul de sistem de transport nu înregistrează câștiguri sau pierderi ca urmare a achitării sau perceperii de tarife de dezechilibru zilnic, de tarife în cursul zilei, de tarife privind acțiunile de echilibrare și de alte tarife legate de activitățile de echilibrare, care reprezintă de fapt toate activitățile desfășurate de operatorul de sistem de transport în vederea îndeplinirii obligațiilor prevăzute în prezentul regulament, și*

*(2) Operatorul de sistem de transport transferă către utilizatorii rețelei:*

*(a) toate costurile și veniturile rezultate din tarifele de dezechilibru zilnic și din tarifele în cursul zilei;*

*(b) toate costurile și veniturile rezultate din acțiunile de echilibrare întreprinse în temeiul articolului 9, cu excepția cazului în care autoritatea națională de reglementare consideră respectivele costuri și venituri ca fiind suportate în mod ineficient în conformitate cu normele naționale aplicabile.”*

### Monitorizarea respectării normelor de siguranță și fiabilitate a rețelei

#### Starea tehnică a sistemului de transport gaze naturale

Activitatea de transport al gazelor naturale este desfășurată de S.N.T.G.N. Transgaz S.A. în baza licenței de operare a sistemului de transport gaze naturale nr. 1933/20.12.2013 emisă de ANRE, valabilă până la data de 08.07.2032.

În tabelul următor sunt prezentate cantitățile de gaze naturale transportate, inclusiv cele destinate înmagazinării subterane în perioada 2010-2017.

	UM	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale)	mld. mc	14,74	15,48	14,94	13,7	13,08	12,38	12,2	12,97
Gaze naturale transportate pentru consumul intern	mld. mc	12,31	12,82	12,27	11,26	11,88	12,29	12,1	12,87

Transportul gazelor naturale este asigurat prin conductele magistrale, în lungime totală de peste **13.350 km**, precum și prin instalațiile, echipamentele și dotările aferente acestora, racordurile de alimentare cu gaze naturale având diametre cuprinse între 50 mm și 1200 mm la presiuni cuprinse între 6 bar și 63 bar, prin care se asigură preluarea gazelor naturale extrase din perimetrele de producție sau a celor provenite din import și transportul acestora în vederea livrării către clienții finali din piețele internă și externă de gaze naturale.

Principalele componente ale SNT al gazelor naturale sunt prezentate în tabelul următor:

Principalele componente ale SNT al gazelor naturale la 31.12.2017
13.350 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 553 km conducte de tranzit
▪ 1.233 de stații de reglare măsurare gaze naturale (direcții)

- 58 de stații de comandă vane (SCV, NT);
- 6 stații de măsurare a gazelor naturale din import
- 6 stații de măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG);
- 3 stații de comprimare gaze (SCG);
- 1.042 de stații de protecție catodică (SPC);
- 872 de stații de odorizare gaze (SOG).

Situația duratei de funcționare a componentelor SNT este prezentată în tabelul următor:

Situația privind durata de funcționare a principalelor componente ale SNT									
Durata de funcționare	Conducte de transport (km) 31.12.2017	Racorduri de alimentare (km) 31.12.2017	Numar directii statii de reglare masurare (SRM-directii) 31.12.2017	Numar de statii de reglare masurare amplasate pe conductele de tranzit (SMG) 31.12.2017	Numar de statii de reglare masurare a gazelor din import (SMG) 31.12.2017	Numar de statii de protectie catodica (SPC) 31.12.2017	Numar statii comanda vane (SCV-NT) 31.12.2017	Numar de Statii de comprimare gaze (SCG) 31.12.2017	Numar de statii de odorizare gaze (SOG) 31.12.2017
≥ 40 ani	6397	339	141	2		11	14	1	26
între 30-40 ani	1996	133	61			4	2	1	61
între 20-30 ani	689	220	164	2	2	4	1		107
între 10 și 20 ani	1723	931	610	2		253	10		206
între 5 și 10 ani	410	147	196		1	652	7		266
≤ 5 ani	347	18	61		3	118	24	1	206
<b>TOTAL</b>	<b>11562</b>	<b>1788</b>	<b>1233</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>1042</b>	<b>58</b>	<b>3</b>	<b>872</b>
Stare tehnica	functionale	functionale	functionale	functionale	functionale	functionale	functionale	functionale	functionale

### Starea tehnică a sistemelor de distribuție a gazelor naturale

Cei 37 de operatori de distribuție a gazelor naturale titulari ai licenței acordate de ANRE, dețin în total la data de 31.12.2017 conducte de distribuție a gazelor naturale și racorduri aferente acestora în lungime totală de **49.444 km**. Dintre acestea, o pondere de 58,1% din total sunt conducte din polietilenă, care au cunoscut o dezvoltare accentuată în ultimii 20 de ani.

În tabelul următor, se prezintă situația duratei de funcționare a conductelor sistemelor de distribuție a gazelor naturale, din polietilenă și oțel, la sfârșitul anului 2017:

Vechime conducta	Lungime obiective oțel	Lungime obiective polietilenă	Total lungime obiective	
ani	km	km	km	%
≥40	1627	0	1627	3,3
[30;40)	1996	0	1996	4,0
[20;30)	10125	101	10226	20,7
[10;20)	6362	13658	20021	40,5
<10	587	14986	15574	31,5
<b>Total</b>	<b>20698</b>	<b>28746</b>	<b>49444</b>	<b>100</b>

Astfel, din totalul de 49.444 km reprezentând lungimea rețelelor sistemului de distribuție la nivel național, o pondere de 31,5 % are o vechime mai mică de 10 ani, 40,5 % are o vechime între 10 și 20 de ani și doar 7,3 % are o vechime mai mare de 30 de ani.

Ponderea conductelor din polietilenă, respectiv oțel, pe tranșe de vechime din totalul lungimii conductelor sistemelor de distribuție a gazelor naturale se prezintă în tabelul următor:

Vechime conducta (ani)	Procent oțel (%)	Procent polietilenă (%)
≥40	3,3	0,0
[30;40)	4,0	0,0
[20;30)	20,5	0,2
[10;20)	12,9	27,6
<10	1,2	30,3
<b>Pondere din total</b>	<b>41,9</b>	<b>58,1</b>

În graficul de mai jos este prezentată dinamica dezvoltării rețelei de distribuție a gazelor naturale în ultimii 50 de ani:

Vechime conducte și racorduri (ani)	Procent
≥40	3.29%
[30;40)	4.04%
[20;30)	20.68%
[10;20)	40.49%
<10	31.50%



### Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de transport a gazelor naturale

În conformitate cu prevederile art. 8 lit. g) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea ANRE, aprobată prin Legea nr. 160/2012, în îndeplinirea atribuțiilor și competențelor sale, ANRE trebuie să contribuie la protecția consumatorului, inclusiv prin impunerea unor standarde de calitate a serviciilor publice din sectorul gazelor naturale. În îndeplinirea acestui obiectiv, a fost aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 161/2015 Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale** care a intrat în vigoare la data de 1 octombrie 2016, la începutul anului gazier 2016 – 2017, astfel încât prima raportare a indicatorilor prevăzuți în acest standard a fost realizată de operatorul de transport și de sistem (OTS) până la data de 1 decembrie 2017.

Pentru anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, OTS a raportat următorii indicatori de performanță:

Nr. crt.	Indicator general de performanță	Indicator specific de performanță	Condiția de realizare a performanței în %	Abreviere termen utilizat pentru calculul indicatorului	Valoare termen	Grad de îndeplinire a condiției de performanță %		
1.	IP <sub>0</sub>	IP <sub>0</sub> <sup>1</sup>	90	N <sub>T0</sub>	0	0,00		
				N <sub>T2</sub>	0			
				N <sub>înreg</sub>	273			
				N <sub>clasate</sub>	0			
2.	IP <sub>1</sub>	IP <sub>1</sub> <sup>1</sup>	95	N <sub>Rparametrii10</sub>	0	-		
				N <sub>TRparametrii</sub>	0			
				N <sub>RCLparametrii</sub>	0			
		IP <sub>1</sub> <sup>2</sup>	95	N <sub>verificareP24</sub>	0	-		
				N <sub>TverificareP</sub>	0			
		IP <sub>1</sub> <sup>3</sup>	95	N <sub>Rcalitate15</sub>	0	-		
				N <sub>TRcalitate</sub>	0			
				N <sub>RCLcalitate</sub>	0			
		IP <sub>1</sub> <sup>4</sup>	95	N <sub>Rmăsurare15</sub>	1	100,00		
				N <sub>TRmăsurare</sub>	1			
				N <sub>RCLmăsurare</sub>	0			
		IP <sub>1</sub> <sup>5</sup>	95	N <sub>Vmăsurare2</sub>	1	100,00		
N <sub>TRmăsurare</sub>	1							
N <sub>RCLmăsurare</sub>	0							
3.	IP <sub>2</sub>	IP <sub>2</sub> <sup>1</sup>	95	N <sub>acces</sub>	38	100,00		
				N <sub>TCacces</sub>	38			
		IP <sub>2</sub> <sup>2</sup>	95	N <sub>Racces15</sub>	0	-		
				N <sub>TRacces</sub>	0			
		N <sub>RCLacces</sub>	0					
4.	IP <sub>3</sub>	IP <sub>3</sub> <sup>1</sup>	95	N <sub>racordare</sub>	12	100,00		
				N <sub>TCracordare</sub>	12			
		IP <sub>3</sub> <sup>2</sup>	95	N <sub>RRacordare15</sub>	0	-		
				N <sub>TRracordare</sub>	0			
				N <sub>RCLracordare</sub>	0			
		IP <sub>3</sub> <sup>3</sup>	95	N <sub>IR</sub>	0	0,00		
				N <sub>TIR</sub>	4			
		IP <sub>3</sub> <sup>4</sup>	95	N <sub>Rperpif15</sub>	0	-		
				N <sub>TRperpif</sub>	0			
				N <sub>RCLperpif</sub>	0			
		5.	IP <sub>4</sub>	IP <sub>4</sub> <sup>1</sup>	95	N <sub>Rrefacere15</sub>	1	100,00
						N <sub>TRrefacere</sub>	1	
N <sub>RCLrefacere</sub>	0							
6.	IP <sub>5</sub>	IP <sub>5</sub> <sup>1</sup>	98	N <sub>U6</sub>	859	78,16		
				N <sub>Uafectati</sub>	1099			
		IP <sub>5</sub> <sup>2</sup>	98	N <sub>U24</sub>	0	0,00		
				N <sub>Uafectati</sub>	9			
7.	IP <sub>6</sub>	IP <sub>6</sub> <sup>1</sup>	98	N <sub>U5</sub>	48	10,50		
				N <sub>Uafectati</sub>	457			
		IP <sub>6</sub> <sup>2</sup>	98	N <sub>Ureluare</sub>	357	78,12		
				N <sub>Uafectati</sub>	457			
8.	IP <sub>7</sub>	IP <sub>7</sub> <sup>1</sup>	80	N <sub>SSR30</sub>	165	76,39		
				N <sub>TSSR</sub>	216			
				N <sub>SSRclasate</sub>	0			
9.	IP <sub>8</sub>	IP <sub>8</sub> <sup>1</sup>	98	N <sub>Atimp60</sub>	15	100,00		
				N <sub>Atotal</sub>	15			

Nr. crt.	Indicator general de performanță	Indicator specific de performanță	Condiția de realizare a performanței în %	Abreviere termen utilizat pentru calculul indicatorului	Valoare termen	Grad de îndeplinire a condiției de performanță %
		IP <sub>8</sub> <sup>2</sup>	98	N <sub>ASC6</sub>	6	100,00
				N <sub>ASCtotal</sub>	6	
10.	IP <sub>9</sub>	IP <sub>9</sub> <sup>1</sup>	90	N <sub>comp30</sub>	0	-
				N <sub>TCcomp</sub>	0	

Gradul de realizare a indicatorilor de performanță:

### 1. IP0 – Înregistrarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale.

Având în vedere dispersia teritorială a SNT precum și complexitatea procedurilor de lucru pentru monitorizarea indicatorilor de performanță conform Standardului, OTS a inițiat elaborarea unei aplicații informatice separate pentru înregistrarea solicitărilor / sesizărilor / reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale. Aplicația s-a finalizat și testat doar la începutul anului gazier curent și ca atare, nu a existat o gestionare separată a numerelor unice alocate solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor intrate, alta decât cea folosită pentru toate documentele intrate sau ieșite în/din societate. În prezent toate solicitările/sesizările/reclamațiile sunt gestionate separat prin această aplicație informatică.

### 2. IP1 – Respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale.

Indicatorul general de performanță IP1 este compus din cinci indicatori specifici de performanță (IP<sub>1</sub><sup>1</sup>, IP<sub>1</sub><sup>2</sup>, IP<sub>1</sub><sup>3</sup>, IP<sub>1</sub><sup>4</sup>, IP<sub>1</sub><sup>5</sup>), care se referă la:

- IP<sub>1</sub><sup>1</sup> - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator al SNT, cu privire la nerespectarea parametrilor tehnologici conveniți aferenți punctelor de predare-preluare, în termen de maximum 10 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- IP<sub>1</sub><sup>2</sup> - obligația OTS de a verifica parametrii tehnologici conveniți, în termen de maximum 24 de ore de la data înregistrării sesizării/reclamației;
- IP<sub>1</sub><sup>3</sup> - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator al SNT, cu privire la calitatea gazelor naturale în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- IP<sub>1</sub><sup>4</sup> - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator SNT, cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- IP<sub>1</sub><sup>5</sup> - obligația OTS de a se deplasa la fața locului pentru constatări cu privire la modul de funcționare a sistemului/ mijlocului de măsurare a gazelor naturale, în termen de maximum două zile lucrătoare de la data înregistrării sesizării/reclamației.

OTS a înregistrat o singură reclamație cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale, încadrată la IP<sub>1</sub><sup>4</sup>, la care s-a răspuns în termenul prevăzut pentru acest indicator. La data primirii reclamației echipa s-a deplasat la fața locului pentru constatări cu privire la modul de funcționare a sistemului/mijlocului de măsurare a gazelor naturale. Ca urmare, acești indicatori specifici de performanță, au fost îndepliniți 100%.

Pentru indicatorii specifici de performanță IP<sub>1</sub><sup>1</sup>, IP<sub>1</sub><sup>2</sup>, IP<sub>1</sub><sup>3</sup> nu s-au înregistrat solicitări, sesizări sau reclamații.



### 3. IP2 – Accesul la SNT

Indicatorul general de performanță IP2 este format din doi indicatori specifici de performanță ( $IP_2^1$ ,  $IP_2^2$ ), care se referă la:

- $IP_2^1$  - obligația OTS de a răspunde cererii scrise a oricărui solicitant sau utilizator SNT în termen de 30 zile de la data înregistrării acesteia; răspunsul fiind, după caz, acordul sau refuzul de acces la SNT;
- $IP_2^2$  - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise, ale oricărui solicitant sau utilizator SNT, cu privire la accesul la SNT, în termen de maximum 15 zile de la data înregistrării acestora.

În anul gazier 01.10.2016 - 30.09.2017, s-au înregistrat 38 de cereri de acces la SNT la care s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile, așa cum e prevăzut la indicatorul  $IP_2^1$ . Ca urmare acest indicator a fost îndeplinit 100%. Nu s-au înregistrat sesizări/reclamații scrise ale solicitanților sau utilizatorilor cu privire la accesul la SNT. Astfel, durata medie de procesare a celor 38 de cereri de acces la ST este de 14,21 zile.

### 4. IP3 – Racordarea la SNT

Indicatorul general de performanță IP3 este format din patru indicatori specifici de performanță ( $IP_3^1$ ,  $IP_3^2$ ,  $IP_3^3$ ,  $IP_3^4$ ), care se referă la:

- $IP_3^1$  - obligația OTS de a răspunde la cererea scrisă a oricărui solicitant sau utilizator SNT în termen de 30 de zile de la data înregistrării acesteia;
- $IP_3^2$  - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator SNT, cu privire la racordarea la SNT, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- $IP_3^3$  - obligația OTS de a finaliza lucrările și a pune în funcțiune instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare, în situația realizării unei noi instalații de racordare la SNT sau a modificării/reampasării uneia existente,
- $IP_3^4$  - obligația OTS de a răspunde la sesizările/ reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator SNT, cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare la SNT, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;

În anul gazier 01.10.2016-30.09.2017 s-au înregistrat 12 cereri de racordare la SNT. Pentru toate cele 12 cereri de racordare acest termen a fost respectat, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului specific de performanță  $IP_3^1$  în procent de 100%.

Nu s-au înregistrat sesizări sau reclamații pentru cele 12 cererile de racordare, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului specific de performanță  $IP_3^2$  cu 100%. Astfel, durata medie de procesare a celor 12 cereri de racordare la SNT este de 40,92 zile.

Conform indicatorului specific de performanță  $IP_3^3$  aferent obligației OTS prevăzute la art. 29 din standard care dispune că „pentru realizarea unei noi instalații de racordare la SNT sau pentru modificarea/reampasarea uneia existente, OTS are obligația să finalizeze lucrările și să pună în funcțiune instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare. La nivelul Transgaz s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, toate realizate la termen, însă punerea în funcțiune și exploatarea acestora a depășit termenul contractual ca urmare a nefinalizării rețelei de distribuție și a întârzierii în obținerea licenței și a autorizației de funcționare emise de ANRE. Astfel, acest indicator nu a fost îndeplinit. Durata medie de punere în funcțiune a celor 4 instalații de racordare este de 134 de zile.

Nu au existat sesizări sau reclamații privind punerea în funcțiune a instalațiilor de racordare, astfel că indicatorul  $IP_3^4$  a fost îndeplinit 100%.

#### **5. IP4 – Refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SNT.**

La indicatorul general de performanță IP4 a existat o singură sesizare la care s-a răspuns în termenul legal de 15 zile lucrătoare. Astfel, indicatorul specific de performanță IP<sub>4</sub><sup>1</sup> a fost îndeplinit 100 %.

#### **6. IP5 – Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor neplanificate și reluarea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale.**

În anul gazier 01.10.2016-30.09.2017 au existat 1099 utilizatori afectați de limitarea și/sau întreruperea neplanificată a prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale din care au fost notificați în mai puțin de 6 ore 859 de utilizatori, ceea ce a determinat valoarea indicatorului specific de performanță IP<sub>5</sub><sup>1</sup> de 78,16 %.

De asemenea au existat 9 utilizatori afectați pentru o perioadă mai mare de 24 de ore care nu au fost notificați în conformitate cu prevederile contractuale.

#### **7. IP6 – Notificarea limitărilor și/sau întreruperilor planificate și reluarea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale.**

În cazul întreruperilor și/sau limitărilor planificate a prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale au existat 457 utilizatori afectați, din care au fost notificați în scris conform standardului cu 5 zile lucrătoare anterior limitării/întreruperii doar 48 de utilizatori, ceea ce determină o valoare a indicatorului specific de performanță IP<sub>6</sub><sup>1</sup> de 10,50 %.

Din cei 457 utilizatori afectați, pentru 357 de utilizatori s-a reluat prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale la termenul precizat în notificare, ceea ce a condus la valoarea indicatorului specific de performanță IP<sub>6</sub><sup>2</sup> de 78,12 %.

#### **8. IP7 – Indicator general de performanță pentru Soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor privind prestarea serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul standardului de performanță.**

Indicatorul general de performanță IP7 are un indicator specific de performanță IP<sub>7</sub><sup>1</sup> aferent obligației OTS de a răspunde oricăror solicitări/sesizări/reclamații privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard, în termen de 30 de zile de la data înregistrării acestora.

În cadrul indicatorului specific de performanță IP<sub>7</sub><sup>1</sup> s-a înregistrat un număr de 216 solicitări/sesizări/reclamații din care s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile doar la 165.

Pentru cele 51 de solicitări/sesizări/reclamații la care nu s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile, informațiile/datele explicative au fost furnizate cu întârziere de către Exploatarea Teritoriale din țară. Astfel, nu s-a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>7</sub><sup>1</sup> care a înregistrat valoarea de 76,39 %.

Durata medie de procesare a celor 216 de solicitări/sesizări/reclamații este de 27,56 de zile.

#### **9. IP8 – Indicator general de performanță pentru Tel Verde.**

Indicatorul general de performanță IP8 este compus din doi indicatori specifici de performanță

(IP<sub>8</sub><sup>1</sup>, IP<sub>8</sub><sup>2</sup>), care se referă la:

- IP<sub>8</sub><sup>1</sup> - obligația OTS de a păstra pentru fiecare an gazier, pe o perioadă de 3 ani calendaristici informațiile referitoare la numărul de apeluri de urgență cu timp de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde în raport cu numărul total de apeluri de urgență primite;
- IP<sub>8</sub><sup>2</sup> - obligația OTS de a asigura deplasarea echipei de intervenție la locul semnalat, în cel mai scurt timp posibil de la momentul primirii apelului, dar nu mai mult de 6 ore de la momentul primirii apelului, în vederea remedierii defecțiunii.

În ceea ce privește IP<sub>8</sub><sup>1</sup> s-a înregistrat un număr total de 15 apeluri de urgență toate având timpul de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde. Astfel, indicatorul specific de performanță IP<sub>8</sub><sup>1</sup> a fost îndeplinit 100%.

Au fost înregistrate 6 apeluri de urgență referitoare la scăpări de gaze, pentru care echipa de intervenție s-a deplasat la locul semnalat într-un interval de timp mai mic de 6 ore de la momentul primirii apelului, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului IP<sub>8</sub><sup>2</sup> în procent de 100 %.

#### **10. IP9 – Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile standardului de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale.**

Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale se efectuează de către OTS la cererea îndreptățită a solicitantului sau a utilizatorului SNT, în termen de maximum 30 de zile de la data înregistrării cererii. Pentru neîndeplinirea obligațiilor ce îi revin, standardul stabilește compensații pe care OTS este obligat să le achite solicitantului la cererea îndreptățită a acestuia.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, Transgaz nu a înregistrat nicio cerere privind plata compensațiilor. Astfel, pentru fiecare indicator specific de performanță cuantumul total al compensațiilor achitate a fost zero.

În vederea îmbunătățirii calității serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, s-au realizat activități de monitorizare a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor SNT în conformitate cu familia de standarde ISO 9001. În acest sens s-a întocmit un raport pentru evaluarea și stabilirea satisfacției clienților S.N.T.G.N. Transgaz S.A. pentru anul gazier 01.10.2016 - 30.09.2017 pe baza chestionarelor completate de aceștia.

Pe baza chestionarelor primite de la cei 22 de respondenți s-a înregistrat un nivel general al satisfacției de 7,56 în anul 2016 față de 7,76 în anul 2015, ceea ce indică faptul că serviciile oferite de OTS s-au îmbunătățit. OTS a întocmit un plan de măsuri corective, care include:

- crearea unei zone comune pentru postarea reclamațiilor clienților și a modului de rezolvare a celor sesizate;
- crearea unei baze de date pentru monitorizarea reclamațiilor;
- revizuirea procedurii operaționale PP-15 Evaluarea satisfacției clienților;
- prezentarea rezultatului evaluării gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor SNT în analiza Auditului de diagnostic al Sistemului de Management Integrat Calitate-Mediu-Protecție și Securitate (SMI CMSSO).

Obligația privind respectarea indicatorilor de performanță a serviciilor prevăzuți în standardul de performanță nu se aplică în situații de urgență, declarate în conformitate cu prevederile

legale, în caz de forță majoră, declarată în conformitate cu prevederile legale, respectiv la apariția unor restricții tehnice parțiale sau totale ale sistemului aflat în amonte.

## **Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale**

Monitorizarea indicatorilor de performanță a serviciului de distribuție a gazelor naturale se realizează în conformitate cu *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a gazelor naturale*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 162/2015**, cu modificările și completările ulterioare; acesta a intrat în vigoare la data de 1 octombrie 2016, la începutul anului gazier 2016 – 2017, astfel încât prima raportare a indicatorilor prevăzuți în acest standard a fost realizată de operatorii de distribuție (OSD) până la data de 1 decembrie 2017. Obligația privind respectarea indicatorilor de performanță a serviciilor prevăzuți în standardul de performanță nu se aplică în situații de urgență, declarate conform prevederilor legale; în caz de forță majoră, declarată conform prevederilor legale; la apariția unor restricții tehnice parțiale sau totale ale sistemului aflat în amonte.

Gradul de realizare a indicatorilor de performanță:

### **1. IP0 – Indicator general de performanță pentru înregistrarea sesizărilor/reclamațiilor / solicitărilor privind serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale.**

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-a înregistrat un număr de 456.691 sesizări/reclamații/solicitări primite. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 26 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>0</sub><sup>1</sup> și 11 au transmis pe loc numărul de înregistrare aferent sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor primite, înregistrând astfel valoarea zero pentru indicatorul specific de performanță IP<sub>0</sub><sup>1</sup>.

### **2. IP1 – Indicator general de performanță pentru contractarea serviciului de distribuție și respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale.**

Acest indicator se referă la următoarele:

- contractarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- asigurarea presiunii gazelor naturale;
- asigurarea calității gazelor naturale;
- măsurarea gazelor naturale.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale:

- s-a înregistrat un număr de 951 solicitări primite în vederea contractării serviciului de distribuție a gazelor naturale; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 31 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>1</sub><sup>1</sup>, 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>1</sub><sup>1</sup> și 5 nu au primit solicitări în vederea contractării serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- s-a înregistrat un număr de 886 sesizări/reclamații referitoare la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 13 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>1</sub><sup>2</sup> și 24 nu au primit sesizări/reclamații referitoare la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale;
- s-a înregistrat un număr de 60 de reclamații/sesizări referitoare la calitatea gazelor naturale; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 6 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>1</sub><sup>3</sup> și 31 nu au primit reclamații/sesizări referitoare la calitatea gazelor naturale;

- s-a înregistrat un număr de 1.301 de sesizări/reclamații cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 15 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>1</sub><sup>4</sup> și 22 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale.

### **3. IP2 – Indicator general de performanță pentru accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale**

Indicatorul general de performanță IP2 este format din doi indicatori specifici de performanță. În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale:

- s-a înregistrat un număr de 376.005 de cereri de acces la sistemele de distribuție; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 36 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>2</sub><sup>1</sup> și 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>2</sub><sup>1</sup>, explicația fiind transmiterea cu întârziere a datelor de către solicitanți;
- s-a înregistrat un număr de 468 de sesizări/reclamații cu privire la accesul la sistemele de distribuție; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 12 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>2</sub><sup>2</sup>, 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>2</sub><sup>2</sup> și 24 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la accesul la SD.

### **4. IP3 – Indicator general de performanță pentru racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale**

Indicatorul general de performanță IP3 este format din cinci indicatori specifici de performanță. În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale:

- s-a înregistrat un număr de 51.118 cereri de racordare la sistemele de distribuție; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 36 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>3</sub><sup>1</sup> și 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP<sub>3</sub><sup>1</sup>, explicația fiind alegerea de către solicitanți a altor operatori economici, autorizați ANRE, pentru proiectarea și execuția bransamentelor;
- s-a înregistrat un număr de 437 de sesizări/reclamații cu privire la racordarea la sistemele de distribuție; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 12 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>3</sub><sup>2</sup> și 25 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la racordarea la sistemele de distribuție;
- s-a înregistrat un număr de 29.908 de documentații DTAC; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale 25 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>3</sub><sup>3</sup>, 10 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>3</sub><sup>3</sup> și 24 nu au depus documentații DTAC;
- s-a înregistrat un număr de 34.688 de instalații de racordare puse în funcțiune; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 35 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>3</sub><sup>4</sup>, și 2 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>3</sub><sup>4</sup>;
- s-a înregistrat un număr de 1.945 de sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare; din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 9 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>3</sub><sup>5</sup>, 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>3</sub><sup>5</sup> și 27 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare.



Explicațiile oferite de operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale pentru neîndeplinirea condițiilor pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>3</sub><sup>3</sup> și IP<sub>3</sub><sup>4</sup>, sunt următoarele:

- a) au existat situații în care anumiți operatori au efectuat proiectarea respectiv obținerea avizelor prevăzute în Certificatul de Urbanism și întocmirea documentațiilor DTAC cu societăți ce dețin autorizații în domeniul gazelor naturale, eliberate de ANRE iar acele societăți nu au respectat în totalitate prevederile contractuale privind depunerea documentațiilor în termen de 90 de zile în vederea obținerii Autorizației de Construire;
- b) întârzierea cu care sunt eliberate avizele/acordurile/autorizațiile specifice de la deținătorii de utilități/instituții/direcții/autorități abilitate necesare fiecărui obiectiv, în vederea obținerii autorizației de construire conform prevederilor Legii nr. 50/1991 republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- c) contestații care au prelungit termenele de finalizare a proceselor de contractare a activităților de proiectare și execuție a lucrărilor de extindere conducte și branșamente prin SEAP;
- d) creșterea volumului de cereri de acces și de racordare generată în principal de fenomenul dezvoltării imobiliare, dar și de orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali.

#### **5. IP4 – Indicator general de performanță pentru refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție a gazelor naturale.**

Acest indicator se referă la obligația OSD de a readuce la starea inițială terenurile și/sau bunurile afectate, în situația în care în exercitarea dreptului de uz și de servitute pentru executarea lucrărilor necesare în vederea dezvoltării, reabilitării, modernizării, exploatarei și întreținerii sistemelor de distribuție a gazelor naturale sau a unei părți componente a acestora, sunt afectate terenuri și/sau bunuri proprietate publică sau proprietate privată a persoanelor fizice sau juridice.

Indicatorul general de performanță are un indicator specific de performanță IP<sub>4</sub><sup>1</sup>, aferent obligației OSD de a răspunde la sesizările/reclamațiile oricărui solicitant sau utilizator al sistemului de distribuție, cu privire la refacerea terenurilor și/sau bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 299 de sesizări/reclamații cu privire la refacerea terenurilor și/sau bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 12 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>4</sub><sup>1</sup> iar 25 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la refacerea terenurilor și/sau bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție.

#### **6. IP5 – Indicatorul general de performanță pentru notificarea limitărilor și/sau întreruperilor neplanificate și reluarea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.**

Indicatorul general de performanță IP5 are un indicator specific de performanță IP<sub>5</sub><sup>1</sup> aferent obligației OSD de a notifica utilizatorii sistemului de distribuție, în cel mai scurt timp posibil, dar nu mai mult de 12 ore de la momentul limitării/întreruperii, cu privire la motivul limitării/întreruperii, data și ora preconizată pentru reluarea prestării serviciului, atunci când



prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale este limitată și/sau întreruptă neplanificat.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-a înregistrat un număr de 96.779 de utilizatori afectați de limitările și/sau întreruperile neplanificate. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 20 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>5</sub><sup>1</sup> iar 17 nu au avut utilizatori afectați de limitările și/sau întreruperile neplanificate.

#### **7. IP6 – Indicator general de performanță pentru notificarea limitărilor și/sau întreruperilor planificate și reluarea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.**

OSD are dreptul să limiteze și/sau să întrerupă prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale pentru timpul necesar executării lucrărilor de dezvoltare, reabilitare, reparație, modernizare, exploatare. Indicatorul general de performanță IP6 are un indicator specific de performanță IP<sub>6</sub><sup>1</sup> aferent obligației OSD de a notifica utilizatorii afectați, în cazul în care prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale este limitată și/sau întreruptă planificat, cu cel puțin 2 zile lucrătoare înainte de data începerii lucrărilor, cu privire la motivul, data și ora limitării/întreruperii, precum și cu data și ora reluării prestării serviciului.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 1.160.165 de utilizatori afectați de limitările și/sau întreruperile planificate. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 17 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>6</sub><sup>1</sup> iar 20 nu au avut utilizatori afectați de limitările și/sau întreruperile planificate.

#### **8. IP7 – Indicator general de performanță pentru soluționarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitări lor privind prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în cadrul standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale.**

Indicatorul general de performanță IP7 are un indicator specific de performanță IP<sub>7</sub><sup>1</sup> aferent obligației OSD de a răspunde oricărei sesizări/reclamații/solicitări cu privire la prestarea serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, altele decât cele tratate distinct în standard. În categoria sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor precizate mai sus sunt incluse și cazurile, în care în cuprinsul aceleiași sesizări/reclamații/solicitări se face referire la două sau mai multe situații tratate distinct în cadrul Standardului.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 23.214 de sesizări/reclamații/solicitări primite, altele decât cele tratate distinct în Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 19 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>7</sub><sup>1</sup>, 1 nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>7</sub><sup>1</sup> și 17 nu au primit sesizări/reclamații/solicitări, altele decât cele tratate distinct în Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 162/2015.

#### **9. IP8 – Indicator general de performanță pentru serviciu telefonic de urgență, netaxabil, accesibil 24 de ore din 24 și cu înregistrare vocală, denumit *Tel Verde*, pentru**

**preluarea sesizărilor și a reclamațiilor referitoare la apariția unor defecțiuni sau la acțiunile unor terți de natură a pune în pericol integritatea și funcționarea în condiții de siguranță a sistemului de distribuție.**

Indicatorul general de performanță IP8 are un indicator specific de performanță IP<sub>8</sub><sup>1</sup>, aferent obligației OSD de a păstra, pentru fiecare an gazier, pe o perioadă de 3 ani calendaristici, numărul apelurilor cu timp de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a primit un număr de 230.419 de apeluri de urgență la Tel Verde. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 26 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>8</sub><sup>1</sup>, 2 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>8</sub><sup>1</sup> iar 9 nu au folosit serviciul Tel Verde.

**10. IP9 – Indicator general de performanță pentru realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale.**

Realizarea obligației de plată a compensațiilor datorate în conformitate cu prevederile standardului de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, se efectuează de către OSD la cererea scrisă a solicitantului sau a utilizatorului, care poate fi depusă în termen de maximum 60 de zile de la data la care obligațiile OSD devin scadente. Indicatorul general de performanță IP9 are un indicator specific de performanță IP<sub>9</sub><sup>1</sup> aferent obligației OSD de a plăti compensațiile datorate solicitanților sau utilizatorilor, în conformitate cu standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, în termen de maximum 30 de zile de la data înregistrării cererii acestora.

În anul gazier 01.10.2016 – 30.09.2017, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 7 cereri privind plata compensațiilor. Din cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 2 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP<sub>9</sub><sup>1</sup> iar 35 nu au primit cereri privind plata compensațiilor. Cuantumul total al compensațiilor plătite a fost de 10.035 lei. Astfel, S.C. Distrigaz Sud Rețele S.R.L. a înregistrat un număr de 2 cereri privind plata compensațiilor pentru care cuantumul total al compensațiilor achitate a fost de 5.000 lei, iar S.C. Delgaz Grid S.A. a înregistrat un număr de 5 cereri privind plata compensațiilor pentru care cuantumul total al compensațiilor achitate a fost de 5.035 lei.

În vederea îmbunătățirii calității serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale, s-au desfășurat activități de monitorizare a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor, în conformitate cu familia de standarde ISO 9001. În acest sens s-au întocmit rapoarte pentru evaluarea și stabilirea satisfacției clienților pe baza chestionarelor completate de aceștia. Ulterior, acolo unde a fost cazul, s-au întocmit planuri de măsuri necesare pentru acțiunile corective.

**Monitorizarea indicatorilor de performanță pentru serviciului de furnizare a gazelor naturale**

Pentru cuantificarea calității activității de furnizare a gazelor naturale la clienții finali, prin **Ordinul nr. 37/2007** privind aprobarea *Standardului de performanță pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale*, ANRE a stabilit nivelul minim de performanță pentru desfășurarea acestei activități.

În tabelul următor sunt prezentate condițiile care trebuie îndeplinite, precum și compensațiile pe care furnizorii de gaze naturale au obligația să le plătească automat solicitanților/clientilor finali, potrivit prevederilor standardului de performanță menționat anterior:

Nr. crt.	Indicatorul de performanță garantat	Penalități	
1.	IPG1 - Contractarea gazelor naturale	Depășirea termenului de 15 zile de la data primirii solicitării	30 lei
		fiecare zi suplimentară	5 lei
2.	IPG2 - Solicitări privind facturile	Depășirea termenului de 15 zile de la data primirii solicitării	30 lei
		fiecare zi suplimentară	5 lei
3.	IPG3 - Calitatea gazelor naturale	Depășirea termenului de 15 zile de la data primirii solicitării	50 lei
		fiecare zi suplimentară	10 lei
4.	IPG4 - Solicitări privind măsurarea	Depășirea termenului de 30 de zile de la data primirii solicitării	30 lei
		fiecare zi suplimentară	5 lei
5.	IPG5 Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	Depășirea termenului de 20 de zile de la data la care obligațiile furnizorului au devenit scadente	150 lei

ANRE a urmărit realizarea indicatorilor de performanță garantați – IPG, pe baza raportărilor furnizorilor de gaze naturale, în anul 2017 înregistrându-se un număr total de 458.891 de solicitări ale clienților finali, conform tabelului următor:

Indicatorul de performanță garantat	Număr de solicitări primite		Numărul solicitărilor rezolvate în termenele impuse prin IPG		Număr de solicitanți/clienti finali cărora li s-au plătit penalități		Cuantumul penalităților achitate (lei)	
	casnici	Non casnici	casnici	Non casnici	casnici	Non casnici	casnici	Non casnici
IPG1- Contractarea gazelor naturale	335.407	45.392	335.400	45.392	7	0	610	0
IPG2-Solicitări privind facturile	58.604	13.443	58.603	13.442	1	1	375	80
IPG3-Calitatea gazelor naturale	140	45	139	45	1	0	140	0
IPG4-Solicitări privind măsurarea	5.128	732	5.128	732	0	0	0	0
IPG5-Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>399.279</b>	<b>59.612</b>	<b>399.270</b>	<b>59.611</b>	<b>9</b>	<b>1</b>	<b>1.125</b>	<b>80</b>

Din monitorizarea informațiilor transmise de către furnizorii licențiați, s-a constatat faptul că, pentru nerespectarea indicatorilor de performanță garantați în anul 2017, furnizorii de gaze naturale au plătit penalități la 9 clienți casnici și la 1 client noncasnic, în valoare totală de 1.205 lei, după cum urmează:

- pentru nerespectarea IPG 1 – *Contractarea gazelor naturale*, au fost plătite penalități la 7 clienți casnici, în valoare totală de 610 lei;

- pentru nerespectarea IPG 2 - *Solicitări privind facturile*, au fost plătite penalități unui client casnic și unui client noncasnic, în valoare totală de 455 lei;
- pentru nerespectarea IPG 3 – *Calitatea gazelor naturale*, au fost plătite penalități unui client casnic în valoare de 140 lei.

Gradul de îndeplinire de către furnizorii de gaze naturale a indicatorilor de performanță garantați - IPG în anul 2017, defalcat pe clienți casnici și clienți noncasnici este ilustrat în tabelul următor:

Indicatorul de performanță garantat	Gradul de îndeplinire a indicatorilor de performanță garantați %	
	clienți casnici	clienți noncasnici
IPG1-Contractarea gazelor naturale	99,998	100,000
IPG2-Solicitări privind facturile	99,998	99,993
IPG3-Calitatea gazelor naturale	99,286	100,000
IPG4-Solicitări privind măsurarea	100,000	100,000
IPG5-Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	-	-
<b>Total</b>	<b>99,998</b>	<b>99,998</b>

### **Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații pentru sistemul de transport**

Standardul de performanță pentru serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale, dispune că „pentru realizarea unei noi instalații de racordare la SNT sau pentru modificarea/reampasarea uneia existente, OTS are obligația să finalizeze lucrările și să pună în funcțiune instalația de racordare în termenul stabilit în contractul de racordare”, astfel la nivelul Transgaz s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, la solicitarea partenerilor contractuali. Transgaz și-a onorat obligațiile contractuale privind termenul de finalizare a obiectivelor, însă punerea în funcțiune și exploatarea acestora cu depășirea termenului s-a datorat beneficiarului investiției care nu a dispus de toate cerințele punerii în funcțiune a unui obiectiv nou (nefinalizarea rețelei de distribuție, lipsa licenței și a autorizației de funcționare emisă de ANRE).

Durata medie de punere în funcțiune a celor 4 instalații de racordare este de 134 de zile.

### **Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații pentru sistemul de distribuție**

În anul 2017 a fost înregistrată la toți operatorii de distribuție o creștere a volumului de cereri de racordare, motiv pentru care durata de timp medie necesară realizării unui branșament a crescut cu peste 40 % față de anul 2016 și cu 60 % față de media înregistrată în anii 2015-2016, medie ce a stat și la baza estimării volumelor de lucrări previzionate a fi contractate cu operatorii economici care execută lucrările.

Acest volum de lucrări crescut, generat în principal de fenomenul dezvoltării imobiliare, dar și de orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali, a avut un impact puternic asupra capacității operatorilor economici autorizați de a respecta termenele contractuale.

Operatorii economici autorizați ANRE, cu care operatorii sistemelor de distribuție au încheiat contracte pentru executarea bransamentelor de gaze naturale, nu au făcut față numărului mare de solicitări ceea ce a condus la necesitatea de încheiere a unor noi contracte cu alți operatori economici autorizați ANRE, pentru realizarea bransamentelor.

Procedura de încheiere a contractelor de achiziții pentru lucrări este o procedură de durată, având în vedere specificitatea proceselor impuse de legislația în vigoare, fiind de natură a conduce la întâzieri în contractarea serviciilor și implicit la realizarea lucrărilor; termenele de eliberare a autorizațiilor de construire precum și a avizelor, timpul mediu de emitere a autorizațiilor de construire mai mare de 30 zile, au condus la întâzieri în eliberarea autorizațiilor de construire, fiind depășite termenele legale; această situație se poate datora și numărului în creștere de solicitări pentru obținerea autorizațiilor de construire pentru clădiri, lucrări de infrastructură (creștere similară cu cea a solicitărilor de racordare la sistemele de distribuție a gazelor naturale).

Schimbarea permanentă de către Unitățile Administrativ Teritoriale a regulilor la eliberarea certificatelor de urbanism, autorizațiilor de construire pentru lucrările de racordare la sistemele de distribuție a gazelor naturale, fiind solicitate diverse documente suplimentare și impuse cerințe/proceduri specifice, au dus de asemenea la nerespectarea perioadelor de timp impuse racordărilor și reparațiilor în sistemul de distribuție.

**Activitatea de înmagazinare** este reglementată prin *Regulamentul de programare, funcționare și dispecerizare a depozitelor de înmagazinare subterană a gazelor naturale* (Decizia ANRGN nr. 1353/2004). Prin acest regulament se stabilesc reguli și cerințe de ordin tehnic, tehnologic și comercial, menite să asigure desfășurarea proceselor de înmagazinare în mod transparent, obiectiv și nediscriminatoriu.

Programarea activității de înmagazinare a gazelor naturale se face de către operatorii de înmagazinare în baza contractelor încheiate de aceștia cu beneficiarii serviciului de înmagazinare subterană a gazelor naturale.

Pentru fiecare an de înmagazinare, data limită de începere a activității de programare a injectiei/extracției cantităților de gaze naturale în/din depozite este data publicării Listei finale de realocare a capacităților disponibile precizată în Regulamentul de acces. La stabilirea programelor de înmagazinare pe fiecare depozit la nivel de ciclu, lună, zi, oră, operatorii de înmagazinare au în vedere următoarele aspecte:

1. respectarea ordinii de prioritate în conformitate cu prevederile Regulamentului de acces;
2. regimurile tehnologice convenite cu operatorul sistemului de transport pentru fiecare depozit, atât la injecție, cât și la extracție;
3. regimurile tehnologice optime pentru SNT, atât la injecție, cât și la extracție.

Operatorii depozitelor de înmagazinare publică pe paginile proprii de Internet informațiile publice necesare, inclusiv:

- Lista inițială a capacităților disponibile pentru înmagazinarea gazelor naturale pentru ciclul de injecție respectiv
- Registrul cererilor pentru accesul la depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale
- Lista inițială de alocare a capacităților de depozite
- Lista inițială de realocare a capacităților de depozite

- Lista finală de alocare a capacităților pe depozite
- Lista finală de realocare a capacităților pe depozite
- Lista capacităților rămase disponibile pentru realocare
- Raport săptămânal privind capacitatea depozitelor subterane de gaze naturale operate.

În conformitate cu prevederile art. 176 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, în cazul unor situații de criză neașteptate pe piața de gaze naturale și în cazul în care este amenințată siguranța fizică sau securitatea persoanelor, a aparatelor sau a instalațiilor ori integritatea sistemului, operatorul de transport și de sistem propune ministerului de resort adoptarea unor măsuri de siguranță. Aceste măsuri trebuie să afecteze cât mai puțin buna funcționare a pieței interne a Uniunii Europene și să se rezume strict la remedierea situației de criză care le-a generat. Punerea în aplicare a măsurilor de siguranță se face prin hotărâre a Guvernului inițiată de ministerul de resort. ANRE monitorizează punerea în aplicare a măsurilor de salvagardare pentru piața de gaze naturale, în cazul în care acestea au fost adoptate de stat.

În anul 2017 nu au avut loc situații de criză neașteptate pe piața de gaze naturale.

Precizăm că în luna octombrie 2017 a fost aprobat *Regulamentul (UE) 2017/1938 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2017 privind măsurile de garantare a siguranței furnizării de gaze și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 994/2010.*

### 3.1.3. Tarife de rețea și racordare

#### Tarife de transport gaze naturale

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 venitul recunoscut și permis de ANRE unui titular de licență, în vederea acoperirii costurilor considerate justificate 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 ANRE nr. 32/2014**.

Principalele modificări legislative ale cadrului de reglementare aplicabil în anul 2017 sunt:

1. **Ordinul 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 ANRE nr. 32/2014, prin care sunt introduse următoarele prevederi:

- stabilirea modului de creștere a procentului de alocare a venitului total în componentă fixă, începând cu 1 octombrie 2017, pornind de la nivelul 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.



Aceste modificări aduse 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.

**2. Ordinul 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 ANRE nr. 32/2014.

Scopul adoptării de către ANRE a acestui 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 ANRE nr. 36/31.05.2017 privind completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013, referitoare la desfășurarea proceselor de capacitate incrementală.

Principalele schimbări 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, astfel încât, pentru cea de-a patra perioadă de reglementare, stabilirea tarifelor reglementate să se realizeze pe baza noii metodologii de stabilire a prețurilor de referință pentru activitatea de transport al gazelor naturale;
- posibilitatea de modificare a duratelor reglementate 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.

Venitul reglementat și venitul total aprobate pentru perioada 1 octombrie 2017 – 30 septembrie 2018:

Structura venitului total este prezentată în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Indicator	Venit aprobat oct.2017-sept.2018 mii lei
1	OPEX	556.564,71
2	CAPEX	446.940,22
3	Venit reglementat (3=1+2)	1.003.504,93
4	Costuri preluate direct	223.891,44
5	Diferențe, din care:	-273.073,98
5.1	- componenta de redistribuire a sporului de eficiență	-112.099,89
5.2	- componenta de corecție a venitului total	-173.098,51
5.3	- componenta de corecție a consumului tehnologic	-5.363,46
5.4	- componenta de corecție a costurilor preluate direct	17.487,87
6	Venitul total (6=3+4+5)	954.322,39

Veniturile aprobate pentru perioada octombrie 2017- septembrie 2018 au înregistrat o scădere de 13,37% față de anul anterior, cu următoarea structură de variație a elementelor componente ale veniturilor:

Nr. Crt.	Indicator	Venit aprobat oct.2016-sept.2017 mii lei	Venit aprobat oct.2017-sept.2018 mii lei	Evoluție venit %
	(1)	(2)	(3)	(4=3/2)
1	OPEX	566.602,07	556.564,71	-1,77%
2	CAPEX	435.732,77	446.940,22	2,57%

Nr. Crt.	Indicator	Venit aprobat oct.2016-sept.2017 mii lei	Venit aprobat oct.2017-sept.2018 mii lei	Evoluție venit %
	(1)	(2)	(3)	(4=3/2)
3	Venit reglementat (3=1+2)	1.002.334,83	1.003.504,93	0,12%
4	Costuri preluate direct	201.851,83	223.891,44	10,92%
5	Diferențe	-102.519,33	-273.073,98	166,36%
6	Venitul total (6=3+4+5)	1.101.667,33	954.322,39	-13,37%

Costurile operaționale (OPEX) aprobate pentru perioada oct.2017-sept.2018, în valoare de 556.564,71 mii lei, includ și consumul tehnologic în valoare de 65.083,25 mii lei.

Costurile de capital (CAPEX) aprobate pentru perioada oct.2017-sept.2018 au următoarea structură:

Nr. Crt.	Indicator	Costuri de capital oct.2017-sept.2018 mii lei
1	Amortizare	164.798,84
2	Rentabilitatea capitalului investit (ROR)	282.141,38
	<b>TOTAL CAPEX</b>	446.940,22

Pentru cea de a treia perioadă de reglementare, rata rentabilității capitalului investit (ROR) a fost stabilită prin Ordinul ANRE nr.22/2012 la nivelul de 7,72%.

Pentru aceeași perioadă de reglementare s-a stabilit și un supliment la rata rentabilității capitalului investit de 1,4% în conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr.23/2012.

Rata de creștere a eficienței economice a activității de transport al gazelor naturale stabilită prin Ordinul ANRE nr.74/2017 pentru fiecare an al celei de a treia perioade de reglementare, în intervalul octombrie 2017-septembrie 2019 și utilizată în determinarea venitului total pentru perioada octombrie 2017-septembrie 2018 este de 3,5%.

Venitul total aprobat de ANRE se alocă între componenta fixă și componenta variabilă. Raportul dintre componenta fixă și cea variabilă a venitului total aprobat pentru perioada octombrie 2017- septembrie 2018 este de 1,86, respectiv:

Nr. Crt.	Indicator	Venit aprobat oct-2017-sept.2018 mii lei	Pondere în venitul total
1	Venit fix	620.309,55	65,00%
2	Venit variabil	334.012,84	35,00%
	<b>Venit total</b>	954.322,39	

Conform prevederilor Ordinului ANRE nr.10/2017 de modificare și completarea Ordinului ANRE nr.32/2014, începând cu 01 octombrie 2017, componenta fixă a venitului a crescut la nivelul de 65%, utilizat la stabilirea tarifelor de rezervare de capacitate, urmând să crească cu 5% anual, până la nivelul de 85% din venitul total.

Conform prevederilor Ordinului ANRE nr.31/2016 de modificare și completare a Ordinului ANRE nr.32/2014, componenta fixă a venitului total aprobat se împarte în mod egal între grupul punctelor de ieșire și grupul punctelor de intrare.

Tarifele 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 ANRE nr. 74/2017 și sunt valabile până la data de 30 septembrie 2018.

Potrivit metodologiei în vigoare, tarifele de transport sunt următoarele:

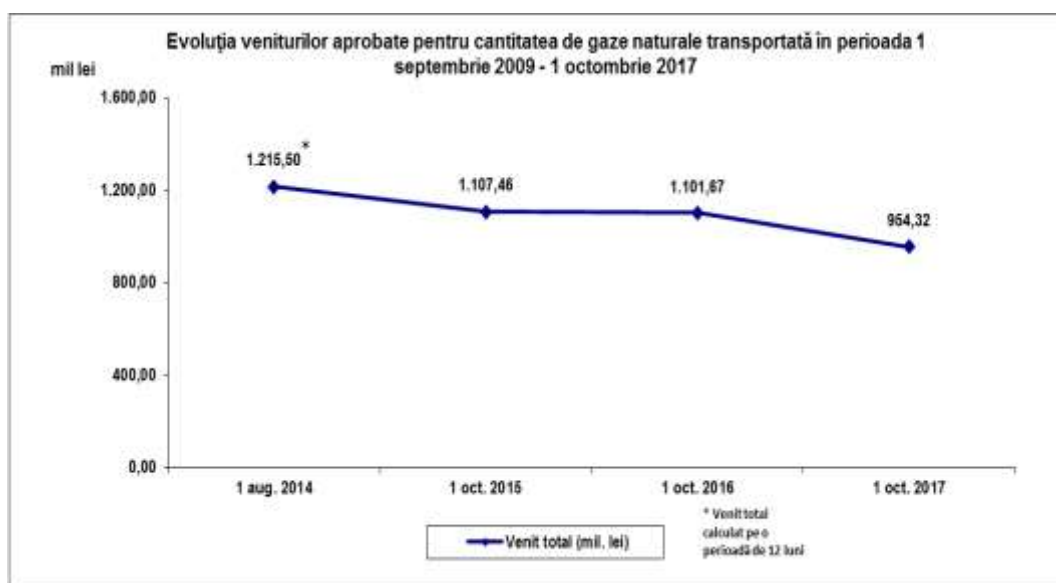
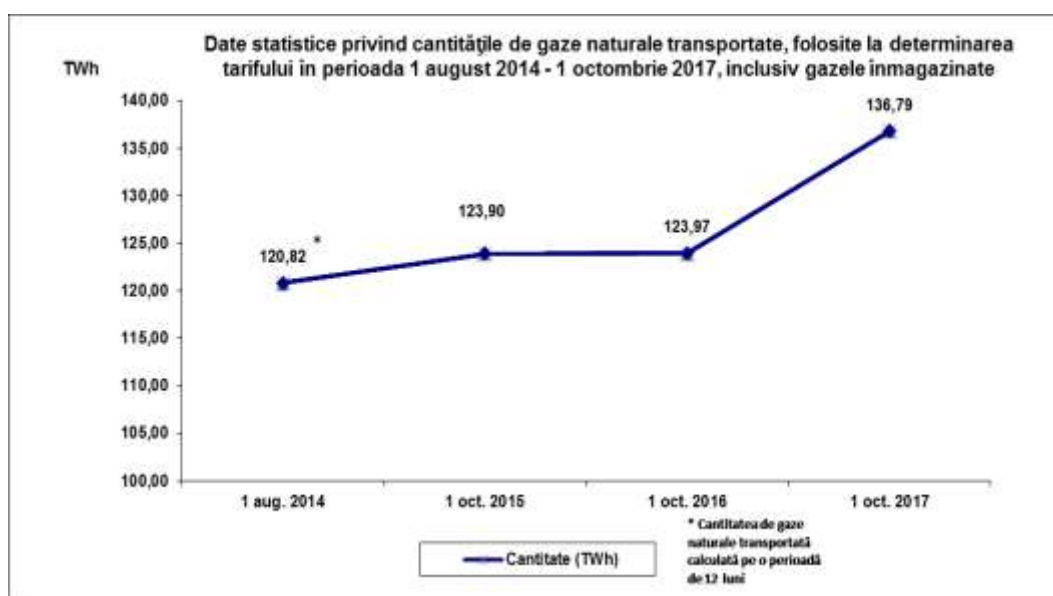
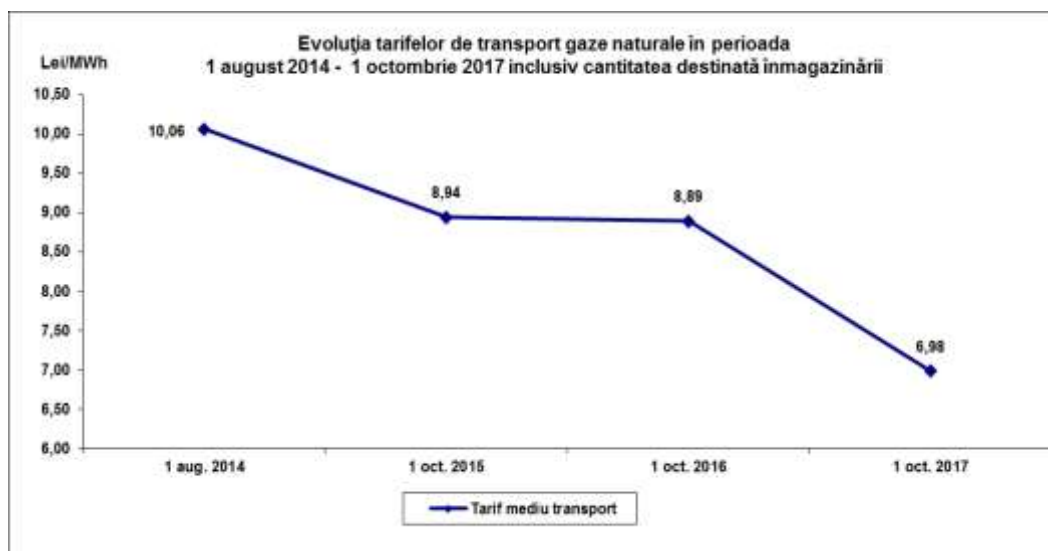
- tarif de rezervare de capacitate pe punct/grup de puncte de intrare/ieșire pentru servicii ferme/întreruptibile de transport al gazelor naturale prin SNT (lei/MWh/h)

Grup de puncte de intrare / ieșire în / din SNT		Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale						
		Termen lung	Termen scurt					
			Trimestrial		Lunar		Zilnic	
		Anual	vară	iarnă	vară	iarnă	vară	iarnă
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
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

- **tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată către sistemele de distribuție:** 2,45 lei/MWh transportat;
- **tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată numai prin SNT:** 3,20 lei/MWh transportat.

La stabilirea tarifelor prevăzute la lit. b) și c) au fost incluse și costurile cu 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, care reprezintă aproximativ 4,1%, respectiv 26,6%, din valoarea acestora.

Evoluția tarifului mediu de transport, determinat pe baza venitului total aprobat și a cantităților estimate a fi transportate în anul pentru care a fost aprobat venitul, este următoarea:



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 ANRE nr. 34/2016.

Tarifele 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 pe conductele de transport gaze naturale Isaccea 1 -Negru Vodă 1 sunt:

-lei/MWh/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	0.7954	0.7954
2.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru un trimestru	vara	0.8670
		iarna	1.2010
3.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o lună	vara	1.0022
		iarna	1.3840
4.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o zi	vara	2.0044
		iarna	2.7679

### Tarife de distribuție gaze naturale

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

**Ordinul ANRE nr. 42/2013** a aprobat *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 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).

Pentru activitatea de distribuție se stabilește un venit total unitar care acoperă costurile unitare aferente unui an al perioadei de reglementare și include și corecțiile de venit din anii anteriori. Pe baza venitului total unitar se determină tarifele de distribuție.

Tarifele de distribuție se stabilesc diferențiat pe următoarele categorii de clienți, în funcție de consumul anual:

- 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 .

În conformitate cu prevederile *Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale*, 37 de operatori au înaintat ANRE documentele conținând datele de ajustare a veniturilor reglementate, precum și propunerile de prețuri și tarife reglementate pentru anul 2017, pentru 21 de operatori fiind aprobate veniturile unitare totale și tarifele aferente.

Evoluția veniturilor totale unitare reglementate pentru serviciile de distribuție a gazelor naturale pentru perioada 2013-2017 se prezintă astfel:

Nr. Crt	Denumire operator economic deținător al licenței de distribuție a gazelor naturale	2013	2014	2015	2016	2017
		Venit total unitar	Venit total unitar	Venit total unitar	Venit total unitar	Venit total unitar
		Lei/MWh				
1	S.C. AMARAD S.A.	32.12	32.41	35.65	36.63	36.66
2	S.C. BERG SISTEM GAZ S.A.	31.59	26.97	31.91	35.84	23.78
3	S.C. CONGAZ S.A.	20.73	21.30	24.53		
4	S.C. CONI S.R.L.**			24.93		24.97
5	S.C. CORDUN GAZ S.A.	30.75	29.25	33.92	22.84	20.35
6	S.C. COVI CONSTRUCT 2000 S.R.L.	35.68	30.84	23.52	21.53	17.00
7	S.C. C.P.L. CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMÂNIA S.R.L.	34.08	36.01	38.82	40.48	33.61
8	S.C. DESIGN PROIECT S.R.L.**	36.74	30.84	29.10	27.03	20.13
9	S.C. DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.	22.86	24.59	24.51	23.92	21.61
10	S.C. DISTRIGAZ VEST S.A.	38.44	31.00	33.44	31.88	30.51
11	S.C. E.ON GAZ DISTRIBUȚIE S.A./DELGAZ S.A.*	32.36	35.12	35.13	32.03	32.03
12	S.C. EURO SEVEN INDUSTRY S.R.L.**	23.49	23.84	22.51	20.45	16.02
13	S.C. GAZ EST S.A.	25.64	26.08	30.99	35.38	38.32
14	S.C. GAZ SUD S.A.**	27.40	28.09	34.71		36.75
15	S.C. GAZ NORD EST S.A.	10.14	7.52	3.60	1.94	20.27
16	S.C. GAZ VEST S.A.	39.38	38.21	40.45	36.49	31.95
17	S.C. GAZMIR IAȘI S.R.L.**	35.90		36.11	41.29	35.59



Nr. Crt	Denumire operator economic deținător al licenței de distribuție a gazelor naturale	2013	2014	2015	2016	2017
		Venit total unitar	Venit total unitar	Venit total unitar	Venit total unitar	Venit total unitar
		Lei/MWh				
18	S.C. GRUP DEZVOLTARE REȚELE S.A.	21.57	21.98	27.86		
19	S.C. HARGAZ HARGHITA GAZ S.A.	25.08	25.72	30.34	24.49	35.14
20	S.C. INTERGAZ S.R.L.	12.47	9.70	3.78		
21	S.C. INSTANT CONSTRUCT S.R.L.	38.39	37.76	39.29	34.23	35.57
22	S.C. MĂCIN GAZ SRL	32.19	34.39	36.96	34.10	31.84
23	S.C. MEGACONSTRUCT S.A.**	27.60	25.76	35.49	38.81	29.76
24	S.C. MEHEDIŢI GAZ S.A.**	28.38	28.05	29.87	36.63	42.49
25	S.C. MIHOC OIL S.R.L.**	21.76	22.83	29.78	27.26	24.86
26	S.C. M.M. DATA S.R.L	33.45	34.39	34.88	35.52	26.02
27	S.C. NORD GAZ S.R.L.**	10.76	10.41	12.11	8.10	8.93
28	S.C. OLIGOPOL S.R.L.	23.44	22.66	21.13	18.17	30.55
29	S.C. OTTO GAZ S.R.L.**	17.76	16.47	16.36	12.15	9.87
30	S.C. PREMIER ENERGY S.R.L.**	43.19	42.32	43.97	36.40	33.59
31	S.C. PRISMA SERV COMPANY S.R.L.**	23.37	24.12	26.84	26.07	28.52
32	S.C. PROGAZ P&D S.A.	25.95	25.55	27.81	22.51	35.08
33	S.N.G.N.ROMGAZ S.A.	41.47	42.15	42.45	47.55	47.99
34	S.C. SALGAZ S.A.	26.81	27.54	31.53	25.23	33.92
35	S.C. TEHNOLOGICA RADION S.R.L	45.62	44.16	43.21	36.24	36.39
36	S.C. TEN GAZ S.R.L/ NOVA POWER & GAS - S.R.L.	43.04	40.30	44.18	44.74	43.92
37	S.C. TIMGAZ S.A.**	30.98	33.92	42.06	42.78	43.16
38	S.C. TULCEA GAZ S.A.	17.62	19.13	24.71	25.83	17.72
39	S.C. VEGA 93 S.R.L.**	34.06	34.60	36.26	38.96	38.86
40	S.C. WIROM GAS S.A.**	24.47	24.07	25.97	23.36	23.38

\*Pentru anul 2017 tarifele reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție realizat de Societatea DELGAZ GRID - S.A. au ramas neschimbate

\*\*Pentru acesti operatori datele aferente tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție au fost analizate în anul 2017, dar tarifele au fost aprobate în data de 10 ianuarie 2018.

Venitul total unitar aprobat include corecțiile excepționale prevăzute de cadrul de reglementare.

Evoluția cantităților anuale efectiv distribuite de operatorii licențiați în perioada 2013-2017, exprimate în MWh, sunt prezentat în tabelul de mai jos:

Nr	Denumire operator economic deținător al licenței de distribuție a gazelor naturale	2013	2014	2015	2016	2017
1	S.C. AMARAD S.A.	32.779	28.938	32.821	38.418	42.449
2	S.C. BERG SISTEM GAZ S.A.	81.760	61.685	70.133	75.585	80.754
3	S.C. CONGAZ S.A.	2.768.297	2.787.943	2.480.823		
4	S.C. CONI S.R.L.			51	1.016	1.431
5	S.C. CORDUN GAZ S.A.	28.128	39.236	50.885	68.335	70.043
6	S.C. COVI CONSTRUCT 2000 S.R.L.	170.328	240.447	293.136	329.063	338.113
7	S.C. C.P.L. CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMÂNIA S.R.L.	281.130	282.181	291.207	324.191	359.254
8	S.C. DESIGN PROIECT S.R.L.	4.461	5.750	6.233	8.007	10.456
9	S.C. DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.	40.825.736	36.077.160	42.721.683	43.355.164	46.827.234
10	S.C. DISTRIGAZ VEST S.A.	210.418	398.010	369.456	455.973	352.659
11	S.C. E.ON GAZ DISTRIBUȚIE S.A./DELGAZ S.A.	24.750.901	22.406.324	24.001.267	25.265.046	25.589.555
12	S.C. EURO SEVEN INDUSTRY S.R.L.	44.645	41.806	52.545	64.987	79.486
13	S.C. GAZ EST S.A.	383.234	350.664	339.912	361.926	361.152
14	S.C. GAZ SUD S.A.	422.512	459.450	486.009	496.631	698.467
15	S.C. GAZ NORD EST S.A.	31.374	31.183	31.560	33.386	37.967
16	S.C. GAZ VEST S.A.	339.166	346.963	355.239	395.197	434.376
17	S.C. GAZMIR IAȘI S.R.L	37.616	59.225	66.678	78.585	82.895
18	S.C. GRUP DEZVOLTARE REȚELE S.A.	153.347	157.406	155.200		

Nr	Denumire operator economic deținător al licenței de distribuție a gazelor naturale	2013	2014	2015	2016	2017
19	S.C. HARGAZ HARGHITA GAZ S.A.	72.965	67.050	71.610	79.615	112.667
20	S.C. INTERGAZ S.R.L.	323.463	272.706	231.015		
21	S.C. INSTANT CONSTRUCT S.R.L.	8.962	9.782	10.431	13.903	16.514
22	S.C. MĂCIN GAZ SRL	14.765	15.259	15.484	16.737	18.514
23	S.C. MEGAconstruct S.A.	218.482	281.129	350.965	407.569	409.264
24	S.C. MEHEDIŢI GAZ S.A.	40.131	42.552	57.793	97.963	120.840
25	S.C. MIHOC OIL S.R.L.	12.013	13.875	16.174	20.890	28.604
26	S.C. M.M. DATA S.R.L.	13.312	13.496	14.003	16.059	17.994
27	S.C. NORD GAZ S.R.L.	189.081	179.255	189.500	197.958	203.768
28	S.C. OLIGOPOL S.R.L.	9.892	9.715	10.106	11.054	13.153
29	S.C. OTTO GAZ S.R.L.	181.451	186.990	190.398	203.398	212.612
30	S.C. PREMIER ENERGY S.R.L.	481.772	499.848	507.200	525.004	580.824
31	S.C. PRISMA SERV COMPANY S.R.L.	19.696	28.959	29.527	36.450	41.871
32	S.C. PROGAZ P&D S.A.	41.902	43.835	47.187	54.454	64.872
33	S.N.G.N.ROMGAZ S.A.	2.043	2.363	3.503	7.947	7.625
34	S.C. SALGAZ S.A.	54.754	50.183	57.684	59.164	60.859
35	S.C. TEHNOLOGICA RADION S.R.L.	13.352	19.887	30.193	34.785	33.434
36	S.C. TEN GAZ S.R.L./ NOVA POWER & GAS - S.R.L.	33.648	42.605	44.477	48.679	55.779
37	S.C. TIMGAZ S.A.	32.457	29.520	34.274	42.199	55.491
38	S.C. TULCEA GAZ S.A.	302.021	313.056	327.503	327.027	346.535
39	S.C. VEGA 93 S.R.L.	17.385	18.703	20.521	24.740	29.833
40	S.C. WIROM GAS S.A.	581.652	615.631	669.000	686.238	777.403

Pentru anul 2017, tarifele reglementate ale celor doi mari operatori licențiați, Distrigaz Sud Rețele SRL, respectiv Delgaz Grid SA, sunt următoarele:

**Distrigaz Sud Rețele SRL**

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

**Delgaz Grid SA**

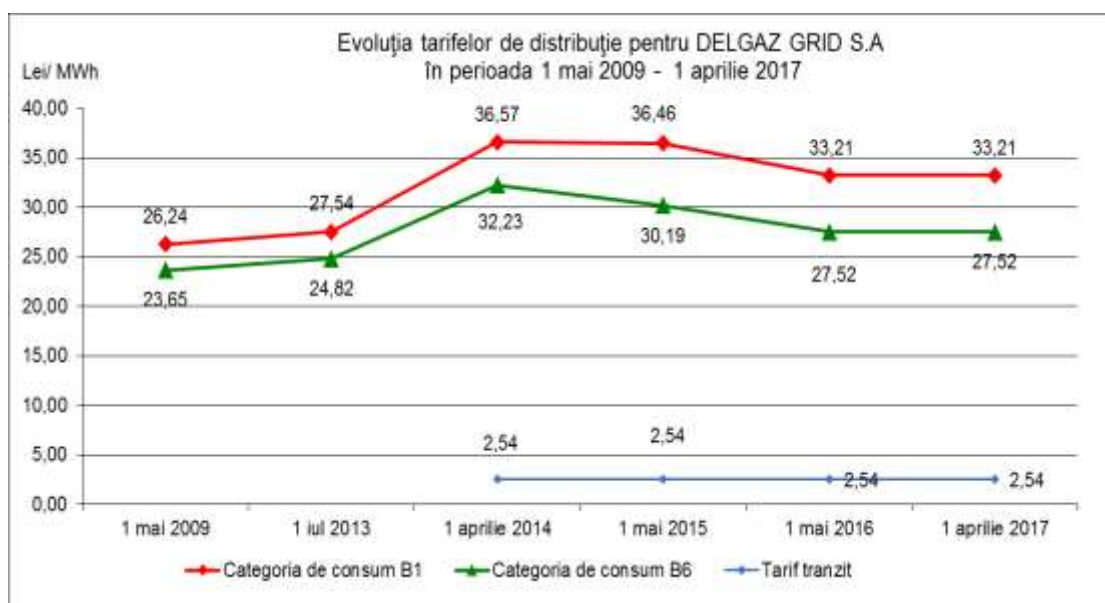
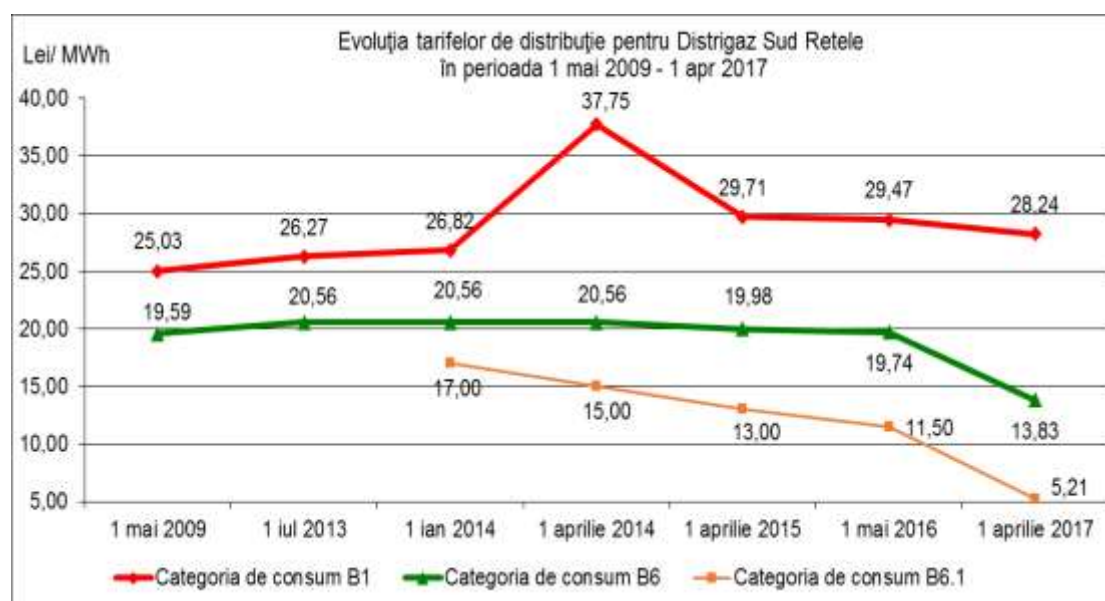
Categoria de clienți	Lei/ MWh
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	33,21
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	32,06
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	31,54
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	31,11
B.5. Cu un consum 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

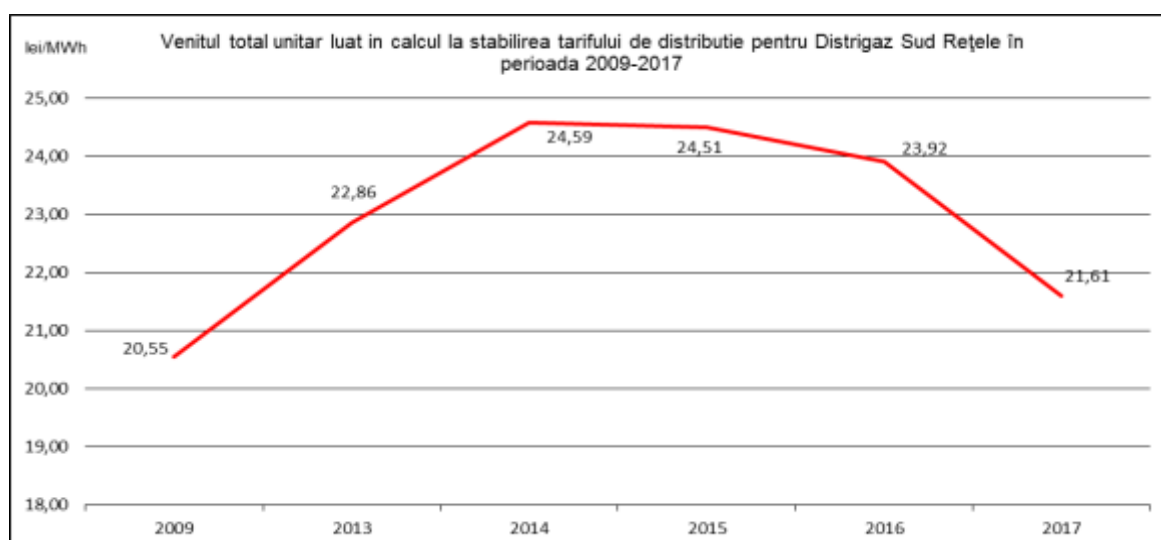
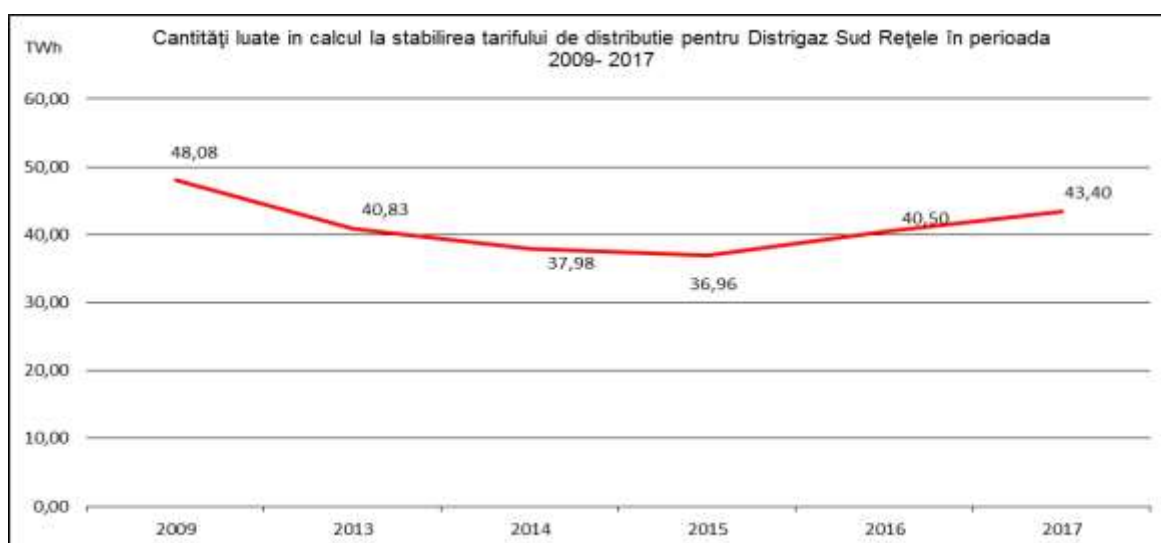
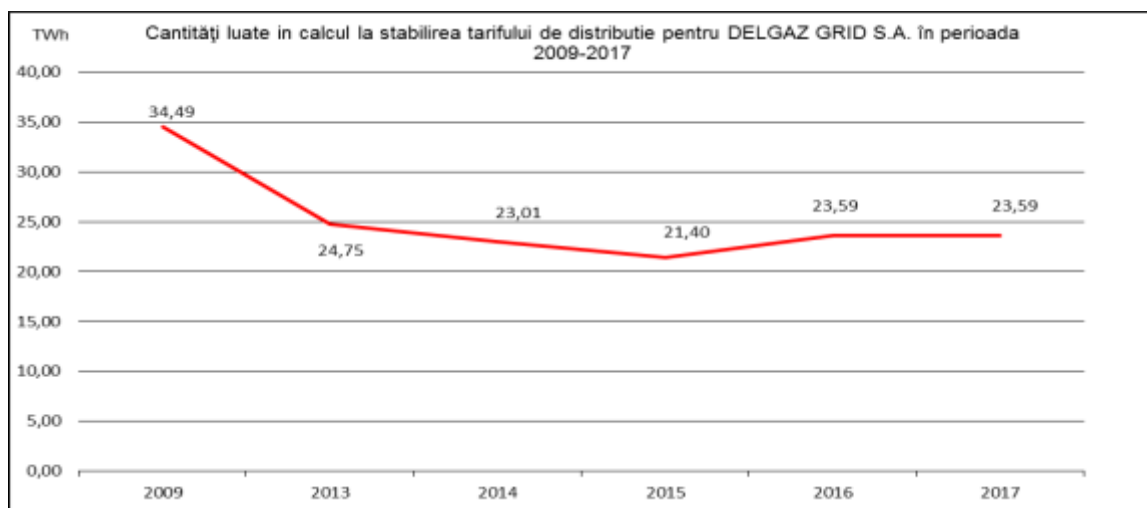
\* Tarif de distribuție de tranzit – tarif pentru utilizarea sistemului de distribuție a unui alt operator căruia i s-a solicitat accesul sau care a aprobat accesul în scopul vehiculării gazelor naturale în vederea alimentării cu gaze naturale a clienților finali din portofoliul propriu.

Tarifele reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de către Societatea Delgaz Grid S.A. (E.ON Gaz Distribuție S.A.) au rămas la nivelul celor aprobate pentru anul 2016 deoarece în perioada 2015-2016 la operatorul Delgaz Grid S.A. s-a efectuat un control al cărui obiectiv a fost verificarea, bazei de active reglementate aferentă activității de distribuție. Concluzia din raportul de verificare a fost 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. În conformitate cu prevederile Metodologiei aprobată prin Ordinul ANRE nr.

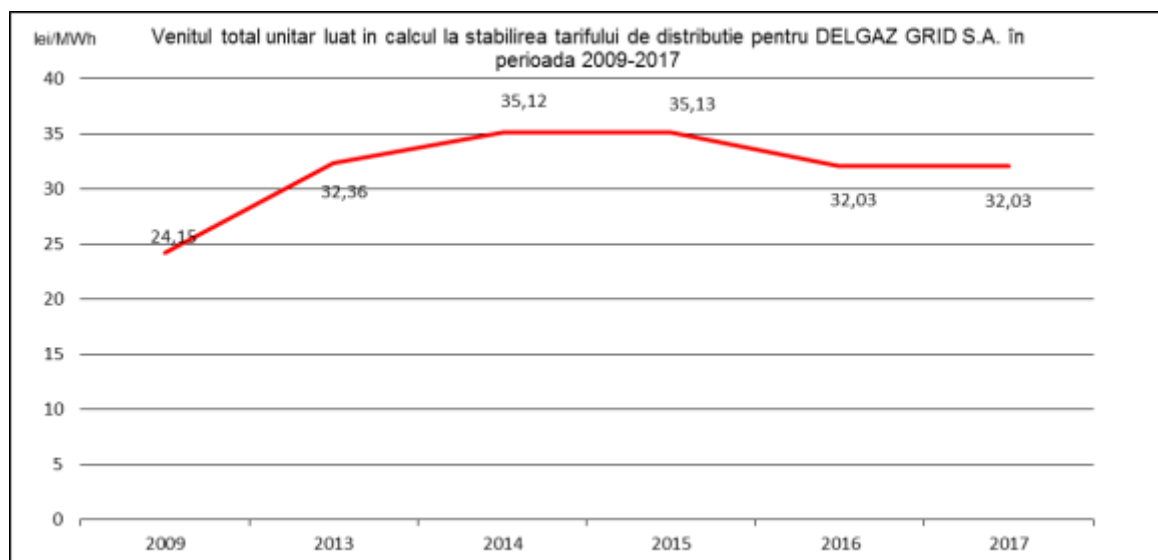
42/2013, cu modificările și completările ulterioare, se va proceda la modificarea tarifelor de distribuție aprobate, prin refundamentare.

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.









### Tarife de înmagazinare

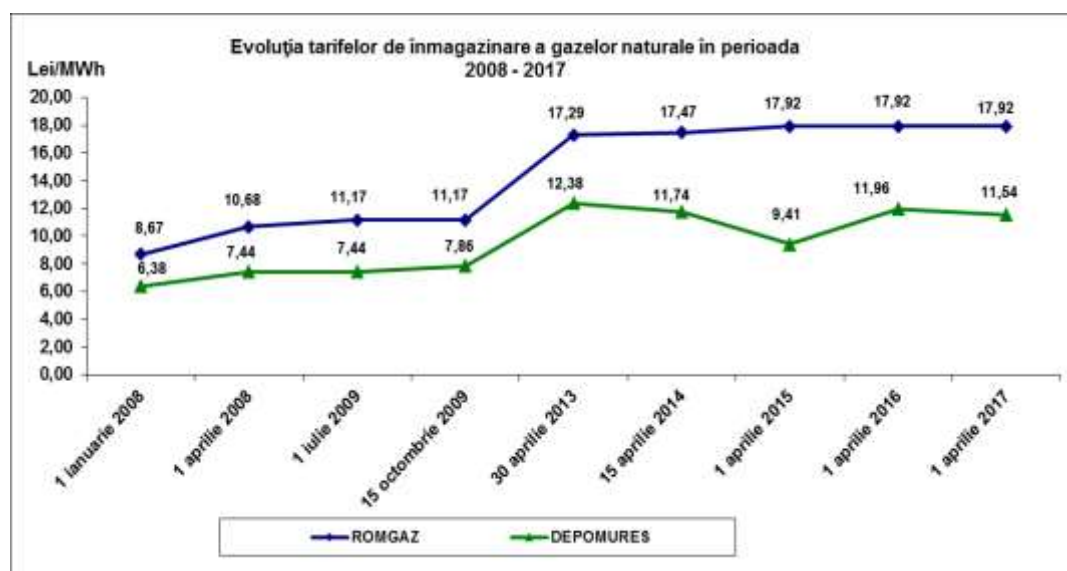
În anul 2017, principala modificare legislativă a fost prevăzută prin **Ordinul ANRE nr. 4/2017** privind aprobarea *Metodologiei de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale*. Principalele modificări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

- 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, cu 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 servicii 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 cel mult 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 componentei de corecție pentru capitalul investit, dar și în cazul existenței unor elemente a 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. 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 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.

### 3.1.4. Aspecte transfrontaliere

#### Accesul la infrastructura transfrontalieră, aspecte privind cooperarea în domeniu

În cursul anului 2017, pentru a înlesni accesul la infrastructura transfrontalieră, ANRE a emis o serie de ordine și decizii;

- Prin **Ordinul ANRE nr. 36/17.05.2017 de aprobare privind completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013** s-a realizat o aliniere a regulilor naționale la cele europene răspunzând cerințelor investițiilor preconizate în acest sector. Creșterea capacității unui punct sau crearea de noi puncte de intrare în SNT reprezintă răspunsul operatorului de transport la solicitări care vin să aducă noi surse de aprovizionare, fie că sunt noi puncte de producție gaze naturale, fie că este vorba despre intensificarea schimburilor transfrontaliere.

La elaborarea acestei reglementări, ANRE a ținut cont de propunerile S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A. privind modalitățile de desfășurare a proceselor de alocare a capacității incrementale de transport avută în vedere în cadrul proiectelor de dezvoltare a SNT în vederea preluării gazelor naturale din perimetrele de producție din Marea Neagră, precum și de cele ale *Regulamentului (UE) 2017/459 al Comisiei din 16 martie 2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind mecanismele de alocare a capacității în sistemele de transport al gazelor și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013*, în cadrul căruia sunt descrise mecanismele de alocare a capacității incrementale de transport precum și procesele aferente, pentru punctele de interconectare.

- **Decizia nr. 772/29.05.2017 - de aprobare a prevederilor aflate în sfera de competență a ANRE din Manualul procedurii de sezon deschis angajant ce urmează a fi derulat în comun de către Societatea Națională de Transport Gaze Naturale „Transgaz” – S.A. Mediaș, „Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ Ltd. și Gas Connect Austria în vederea alocării de capacitate incrementală la punctul de interconectare a SNTGN România cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanádpalota și la punctul de interconectare a sistemului de transport al gazelor naturale din Ungaria cu sistemul de transport al gazelor naturale din Austria de la Mosonmagyaróvár.**

La nivel european, derularea proceselor de rezervare a capacității de transport în punctele viitoare de intrare/ieșire în/din sistemele de transport al gazelor naturale (procese de capacitate incrementală) nu a fost reglementată până la momentul adoptării *Regulamentului (UE) 459/2017 privind stabilirea unui cod de rețea pentru mecanismele de alocare a capacității de transport în sistemele de transport al gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (UE) nr. 984/2013 (Regulamentul)*, intrat în vigoare la data de 6 aprilie 2017.

Având în vedere prevederile *Regulamentului*, operatorii de transport SNTGN TRANSGAZ SA, „Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ Ltd. Ungaria și Gas Connect Austria au elaborat *Manualul procedurii de sezon deschis ce urma a fi derulat în comun în vederea alocării de capacitate incrementală la punctul de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din*

---

*România cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanádpalota și la punctul de interconectare a sistemului de transport al gazelor naturale din Ungaria cu sistemul de transport al gazelor naturale din Austria de la Mosonmagyaróvár.*

Versiunea finală a Manualului a încorporat propunerile și observațiile formulate de către operatorii economici din sectorul gazelor naturale în urma consultării publice internaționale, și a întâlnirilor de lucru avute în acest sens. Având în vedere faptul că versiunea finală a Manualului respectă cerințele de conținut prevăzute la art. 28 alin. (1) din Regulamentul (UE) nr. 2017/459, ANRE a aprobat, prin Decizia nr. 772/29.05.2017, prevederile din *Manualul procedurii de sezon deschis* ce urmează a fi derulat în comun de către cei trei operatori de transport și de sistem, prevederi aflate în sfera sa de competență, în vederea alocării de capacitate incrementală la punctele de interconectare dintre cele trei sisteme de transport.

- **Decizia nr. 1123/28.07.2017 - privind aprobarea prevederilor aflate în sfera de competență a Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei din Manualul procedurii de sezon deschis angajant ce urmează a fi derulat în comun de către Societatea Națională de Transport Gaze Naturale „Transgaz” – S.A. Mediaș și „Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ ZRT. în vederea alocării de capacitate incrementală la punctul de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din România cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanádpalota.**

Ulterior emiterii Deciziei ANRE nr. 772/29.05.2017, în baza unei scrisori a transportatorului de gaze naturale din Ungaria FGSZ transmisă tuturor părților implicate în derularea proiectului RO-HU-AT, a rezultat renunțarea FGSZ de a mai continua implicarea în derularea proiectului pe ruta HU-AT din motive economice.

Concomitent, FGSZ a anunțat și faptul că rămâne implicat în partea de proiect RO-HU, fapt confirmat și de decizia Autorității de reglementare din Ungaria, MEKH. Ca urmare a acestui fapt, SNTGN Transgaz SA a înaintat către ANRE spre aprobare, concomitent cu publicarea pe site-ul propriu spre consultare publică, *Manualul procedurii de sezon deschis angajant pentru proiectul RO-HU*, ca parte a proiectului extins RO-HU-AT cu precizarea faptului că, în ceea ce privește elementele aferente obligațiilor și angajamentelor părții române a proiectului rămân neschimbate față de cele aferente Manualului inițial, modificările intervenite fiind de natura eliminării trimerilor și a condiționalităților legate de partea HU-AT a proiectului inițial. Din acest motiv, și ținând cont de circumstanțele care au condus la înaintarea acestei noi documentații pentru aprobare, chiar dacă analiza a relevat păstrarea elementelor avute în vedere la aprobarea Manualului inițial, ANRE a aprobat o nouă versiune a *Manualului*.

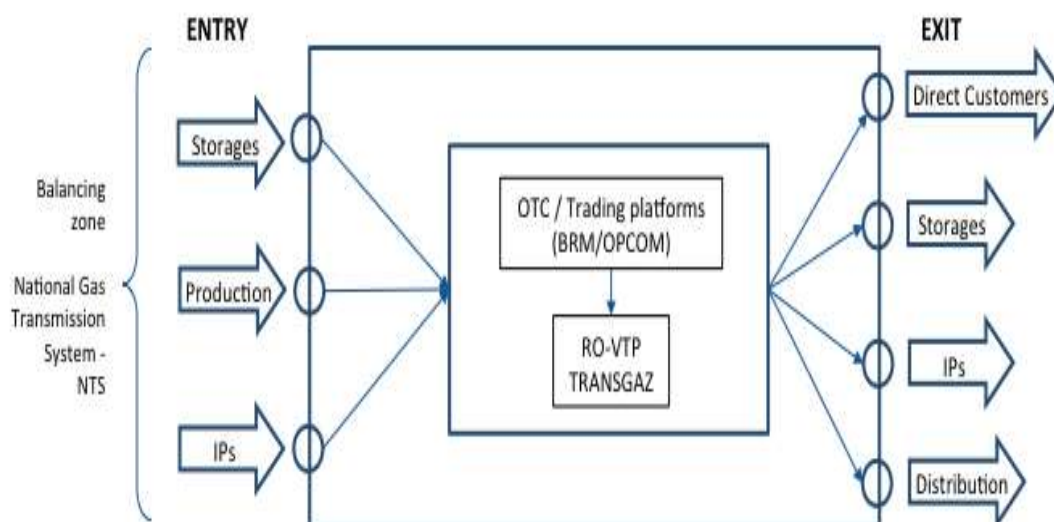
- **Decizia nr. 1872/19.12.2017 - privind instituirea unor măsuri derogatorii de la prevederile Manualului procedurii de sezon deschis angajant derulat în comun de către Societatea Națională de Transport Gaze Naturale „Transgaz” – S.A. Mediaș și „Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ ZRT. în vederea alocării de capacitate incrementală la punctul de interconectare a Sistemului național de transport al gazelor naturale din România cu sistemul de transport al gazelor naturale din Ungaria de la Csanádpalota, aprobat prin Decizia președintelui ANRE nr. 1.123/2017.**

La inițiativa SNTGN Transgaz SA Mediaș, pe baza solicitării „Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ ZRT, pentru asigurarea viabilității acestui proiect, a fost aprobată prelungirea termenului de înregistrare a solicitanților în cadrul procedurii de sezon deschis angajant derulat în comun cu operatorul de transport și sistem al gazelor naturale, Földgázzállító Zártkörűen Működő Részvénytársaság” – FGSZ ZRT, din Ungaria, restul parametrilor avuți în vedere în Manualul inițial rămânând neschimbați.

- În aplicarea prevederilor **Ordinului ANRE nr. 36/17.05.2017** privind completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013, cu modificările și completările ulterioare, a fost emis **Avizul nr. 13/22.06.2017** – *Procedura SNTGN TRANSGAZ SA privind rezervarea de capacitate incrementală în Sistemul național de transport al gazelor naturale prin derularea proceselor de capacitate incrementală având ca obiect puncte de intrare/ieșire în/din sistemul național de transport al gazelor naturale, altele decât punctele de interconectare ce urmează a fi create/dezvoltate prin intermediul proiectelor incluse în planurile de investiții și de dezvoltare a Sistemului național de transport al gazelor naturale pentru următorii 10 ani.*

Tot în cursul anului 2017, la inițiativa ANRE și SNTGN TRANSGAZ SA, a fost constituit un grup de lucru cu participarea ACER, ENTSO-G, ANRE, SNTGN TRANSGAZ SA și DG ENERGY, grup de lucru constituit în vederea implementării regulilor de piață armonizate la nivelul UE în ceea ce privește regimul de intrare-ieșire în/din SNT al gazelor naturale, bazat pe tranzacții într-un singur punct virtual central (PVT) și transpunerea acestora în cadrul Codului rețelei pentru SNT.

Într-un prim pas, grupul de lucru a evaluat gradul de implementare a reglementărilor europene pe baza căruia a întocmit un document concept care prezintă principiile ce stau la baza sistemului entry/exit cu un punct virtual de tranzacționare central, sistem ce urmează a fi implementat pe piața gazelor naturale din România. Schematic, sistemul a fost reprezentat în documentul de concept astfel:



Grupul de lucru și-a propus ca noul sistem propus să fie finalizat până la începutul lunii aprilie 2019 și deplin funcțional la începutul anului gazier 2018-2019.



Documentul în diversele sale stadii, a fost supus consultării publice, astfel încât, pe baza observațiilor și propunerilor formulate de o parte cât mai mare a participanților la piața gazelor naturale (operatori economici licențiați, din țară sau din alte state membre UE, clienți finali), să rezulte un concept cât mai clar și mai simplu de implementat în piața gazelor naturale din România.

### **Monitorizarea planurilor de investiții**

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, prevede obligația operatorului de transport și de sistem, a distribuitorilor de gaze naturale, a operatorilor de înmagazinare, precum și a operatorilor terminalelor de gaze naturale lichefiate (GNL) de a elabora și transmite ANRE planurile de investiții prin care dezvoltă sistemul de transport, distribuție și înmagazinare, în condiții de siguranță, eficiență economică și de protecție a mediului.

Conform metodologiilor de stabilire a tarifelor în domeniul gazelor naturale, costurile aferente activităților reglementate, inclusiv cele de capital se recuperează prin tarifele reglementate, numai în măsura în care acestea au fost efectuate într-o manieră prudentă, respectiv se demonstrează că sunt necesare, oportune, eficiente și reflectă condițiile de preț ale pieței.

### **Monitorizarea realizării planului de dezvoltare pentru sistemul național de transport al gazelor naturale**

În conformitate cu prevederile art. 125 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorul de transport și de sistem are obligația de a elabora planuri de investiții și de dezvoltare a sistemului de transport pe 10 ani, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de gaze naturale și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de gaze naturale. Planurile se aprobă de ANRE.

Planul de dezvoltare propus de operatorul de transport și de sistem (OTS) SNTGN “Transgaz” SA trebuie să răspundă cerințelor politicii energetice europene privind:

- asigurarea siguranței în aprovizionarea cu gaze naturale;
- creșterea gradului de interconectare al rețelei naționale de transport gaze naturale la rețeaua europeană;
- creșterea flexibilității rețelei naționale de transport gaze naturale;
- liberalizarea pieței gazelor naturale;
- crearea pieței unice de gaze naturale integrate la nivelul Uniunii Europene.

Planul de dezvoltare a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale (PDSNT) pentru perioada 2017-2026, a fost aprobat prin Decizia ANRE nr. 910/22.06.2017. Acesta cuprinde proiectele importante pentru dezvoltarea sistemului național de transport gaze naturale și pentru asigurarea accesului participanților la piață. Având în vedere ultimele evoluții ale traseelor de transport al gazelor naturale la nivel european, s-au evidențiat două noi surse importante de aprovizionare cu gaze naturale, cele provenite din regiunea Mării Caspice și cele recent descoperite în Marea Neagră. Astfel, proiectele strategice propuse de OTS pentru dezvoltarea SNT, în perioada 2017-2026, au avut în vedere:

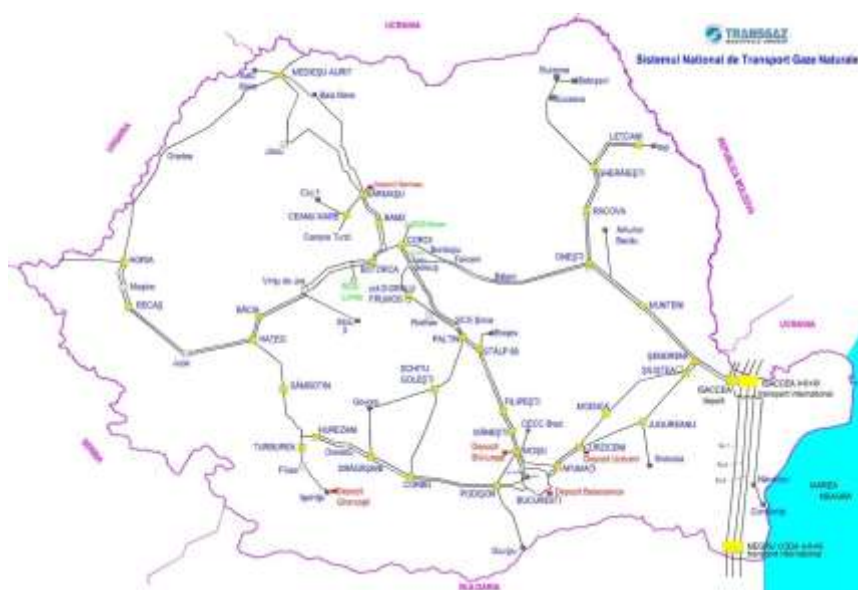
- asigurarea unui grad adecvat de interconectare cu sistemele țărilor vecine;
- crearea unor rute de transport gaze naturale la nivel regional pentru a asigura transportul gazelor naturale provenite din cele două noi surse de aprovizionare;

- crearea infrastructurii și a capacității necesare preluării și transportului gazelor naturale din perimetrele off-shore din Marea Neagră în scopul valorificării acestora pe piața românească și pe alte piețe din regiune;
- extinderea infrastructurii de transport gaze naturale pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a unor zone deficitare;
- crearea pieței unice integrate la nivelul Uniunii Europene.

Proiectele majore de investiții propuse de OTS în PDSNT 2017-2026 se prezintă în tabelul următor:

Denumire obiectiv	Dn (mm)	L (km) 2017-2026	Valoare estimată 2017-2026 (Mil. Euro)	Realizări 2013-2017 (Mil. Euro)	2018 (mil. EUR)	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2026	statut proiect
7.1 Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria - Austria	800	529	547,4 din care ETAPA I 478,6	8.52	165.3	260.12	44.65					FID
			ETAPA II 68,80	0.1	0	0	0	27.52	41.28			A non FID
7.2 Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre	1000/1200	307	278.3	0.94	0.06	108.7	188.7					A non FID
7.3 Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea	800	77.5	65	0.26	3.4	96.9						FID
7.4 Dezvoltări ale SNT în zona de Nord – Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre Republica Moldova	700	165	131.7	1.59	22.7	128.4						A non FID
7.5 Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria -Romania - Ungaria - Austria (BRUA faza 3)	800	645	530	0	0	0	110	135	135	150		LA non FID
7.6 Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor din Marea Neagră.	500	25	9	0.12	3.5	5.52						A non FID
7.7 Interconectarea România - Serbia	500	74	40	0.01	1.0	20.7	20.69					A non FID
7.8 Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1	0	0	13.9	0.01	0.1	13.8						FID
<b>TOTAL proiecte majore</b>		<b>1,822.50</b>	<b>1,615.30</b>	<b>11.55</b>	<b>196.06</b>	<b>634.14</b>	<b>364.04</b>	<b>162.52</b>	<b>176.28</b>	<b>150</b>	<b>0</b>	





Prin implementarea unor sisteme inteligente de control, automatizare, comunicații și management al rețelei, OTS urmărește maximizarea eficienței energetice a serviciului de transport, prin crearea unui sistem fiabil și flexibil. În acest scop, conform explicațiilor OTS, în PDSNT pentru perioada 2017-2026 au fost programate proiecte majore, de interes comun, rezultate ca fiind

necesare în urma analizelor privind prognozele de consum și de producție în scenariul de referință al Uniunii Europene, ediția 2016, referitor la evoluția până în anul 2050, respectiv World Energy Outlook 2016, document al Agenției Internaționale a Energiei.

### **1. Proiectul BRUA - Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului național de transport gaze naturale pe Coridorul Bulgaria – România – Ungaria - Austria.**

Descrierea proiectului:

Proiectul vizează interconectarea SNT cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei și constă în construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic Podișor și stația de măsurare gaze (SMG) Horia. Implementarea acestuia se realizează în două etape, după cum urmează:

**Etapa I „Dezvoltarea pe teritoriul României a unor capacități de transport gaze naturale pe Coridorul Podișor - Recaș”,** în valoare prognozată de 478,6 milioane EUR, constând în următoarele obiective de investiții:

- conductă de transport gaze naturale Podișor-Recaș 32” x 63 bar, în lungime de 479 km;
- trei stații de comprimare gaze naturale (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) fiecare stație fiind echipată cu două agregate de comprimare (unul în funcțiune și unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze.

**Etapa II „Extinderea pe teritoriul României a unor capacități de transport gaze naturale de la Recaș la Horia”,** în valoare prognozată de 68,8 milioane EUR, constând în următoarele obiective de investiții:

- conductă de transport gaze naturale Recaș–Horia 32” x 63 bar, în lungime de 50 km;
- amplificarea celor trei stații de comprimare gaze naturale (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare stație;
- amplificarea stației de măsurare gaze naturale SMG Horia.

Având în vedere statutul de proiect de interes comun încă din prima listă PCI, OTS a obținut o finanțare nerambursabilă prin programul Connecting Europe Facility (CEF) pentru proiectarea celor trei stații de comprimare.

---

**Stadiul actual al proiectului:**

- În luna octombrie 2015, Transgaz a depus o aplicație în cadrul sesiunii de depunere a cererilor de finanțare în vederea obținerii unui grant pentru lucrările de execuție aferente etapei I a Proiectului BRUA.
- În data de 12.10.2015 cererea de finanțare a fost depusă pe portalul Innovation and Networks Executive Agency (INEA).
- În data de 19.01.2016 Comitetul CEF a validat lista proiectelor propuse a primi asistență financiară (grant) prin mecanismul CEF.
- În data de 9 septembrie 2016 a fost semnat contractul de finanțare prin Mecanismul Connecting Europe Facility și a primit o finanțare nerambursabilă în valoare de 179,3 milioane EUR pentru etapa I a proiectului BRUA, reprezentând 40 % din cheltuielile eligibile. Pentru proiectarea celor trei stații de comprimare s-a semnat cu Innovation and Networks Executive Agency (INEA), un Contract de finanțare, pentru un grant în valoare de 1,5 milioane EUR, reprezentând 50 % din valoarea totală estimată a costurilor de proiectare a stațiilor de comprimare.
- În luna mai 2016 a fost semnat contractul aferent serviciilor de proiectare pentru cele 3 stații de comprimare (SC Podișor, SC Bibești și SC Jupa) cu firma poloneză Gornicze Biuro Projectow PANGAZ sp. z.o.o.
- A fost finalizată Procedura de evaluare a impactului de mediu pentru proiectul BRUA și în luna decembrie 2016 Agenția Națională de Protecția Mediului a emis Acordul de Mediu.
- În luna decembrie 2016, OTS a lansat pe SEAP licitațiile publice pentru achiziționarea de materiale și echipamente aferente etapei I a Proiectului BRUA.
- În 27 octombrie 2017 s-a încheiat contractul de împrumut cu Banca Europeană de Investiții pentru suma de 50 milioane EUR, iar în 23 februarie 2018 s-a semnat un contract de împrumut cu BERD a echivalentului sumei de 60 milioane EUR, pentru etapa I a proiectului BRUA.
- În cursul anului 2017 și 2018 au continuat activitățile în vederea pregătirii pentru începerea lucrărilor de execuție aferente implementării Proiectului BRUA – etapa I.
- În luna februarie 2017 Ministerul Energiei a emis Autorizația de Construire Nr. 1/24.02.2017 prin care se autorizează executarea lucrărilor de construire pentru „Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria (inclusiv alimentarea cu energie electrică, protecție catodică și fibră optică) Etapa I: Conducta de transport gaze naturale Podișor – Recaș în lungime de 479 km, Stații de comprimare gaze Podișor, Bibești, Jupa, Organizări de șantier și depozite de material tubular.
- În data de 21 martie 2018, Ministerul Energiei, care îndeplinește funcția de Autoritate națională competentă responsabilă cu facilitarea și coordonarea procedurii de autorizare a proiectelor de interes comun (A.C.P.I.C), a emis Decizia exhaustivă pentru Etapa I a proiectului BRUA, care încheie procesul de emitere a deciziilor individuale a autorităților implicate.
- Pentru etapa a II-a au fost finalizate studiile de fezabilitate, fezabilitate și proiectele tehnice, respectiv documentațiile pentru obținerea autorizațiilor de construire. Decizia finală privind începerea execuției lucrărilor de investiție se va lua în decembrie 2018, în funcție de rezervarea de capacitate pentru punctele de Interconectare România-Ungaria, respectiv Ungaria –Austria și de capacitățile disponibile de gaze naturale în conductele de interconectare ale Ungariei cu țările vecine (FGSZ a estimat termenul de finalizare a proiectului pe teritoriul Ungariei, octombrie 2022).
- Termenul estimat de finalizare pentru Etapa I este anul 2019, iar pentru Etapa 2 termenul a fost devansat pentru 2021-2022 față de anul 2020, prevăzut în PDSNT 2017-2026,

aprobat de ANRE. Finalizarea Etapei II va depinde de finalizarea cu succes a procedurii Sezon Deschis angajant pentru rezervarea de capacitate pentru punctul de interconectare Csanadpalota dintre România –Ungaria.

## **2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre - PCI Marea Neagră-Podișor**

Descrierea proiectului:

Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale de la țărmul Mării Negre (din zona localității Tuzla, jud. Constanța) până la nodul tehnologic Podișor, jud. Giurgiu (în lungime de 307 km, având diametrul Dn 1200 mm respectiv Dn 1000 mm), care face legătura între sursele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre și coridorul Bulgaria–România–Ungaria–Austria, astfel asigurându-se posibilitatea dirijării gazelor spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu–Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac–Szeged (cu Ungaria). Valoarea estimată este de 278,3 milioane EUR iar termenul estimat de finalizare este anul 2020, în corelare cu graficele de realizare ale proiectelor offshore din amonte.

Stadiul actual al proiectului:

- Studiul de fezabilitate a fost finalizat în luna ianuarie 2016, în cadrul acestuia a fost selectat traseul conductei și au fost realizate studiile topografice, geotehnice și hidrologice;
- Procedura de evaluare a impactului de mediu a fost demarată conform Metodologiei de aplicare a evaluării impactului asupra mediului pentru proiecte publice și private. În acest sens au fost depuse notificări privind intenția de realizare a Proiectului la cele trei Agenții Județene de Protecția Mediului (Constanța, Călărași și Giurgiu), a fost elaborat memoriul de prezentare și s-a emis decizia de etapei de încadrare a proiectului, conform prevederilor legale;
- S-a finalizat procedura de achiziție a serviciilor pentru evaluarea impactului asupra mediului și obținerea Acordului de mediu și s-a semnat contractul de servicii cu consultantul selectat, care a depus la Agenția Națională pentru Protecția Mediului, Studiul de evaluare adecvată a proiectului și Raportul de impact asupra mediului în vederea obținerii acordului de mediu;
- În vederea analizării calității raportului privind impactul asupra mediului, au fost desfășurate în perioada 27.12.2017-28.12.2017 dezbateri publice cu privire la mediu;
- În perioada 17-27.07.2017 s-au desfășurat consultările publice în următoarele locații: Tuzla, Amzacea, Cobadin, Alexandru Odobescu, Borcea, Frăsinet, Izvoarele, Băneasa și Stoenеști. În urma consultărilor publice s-a întocmit Raportul sintetic final privind rezultatele activităților legate de participare publicului, care s-a publicat pe site-ul companiei;
- S-a elaborat Conceptul privind participarea publicului pentru proiectul de interes comun „Conductă Țărmul Mării Negre-Podișor, pentru preluarea gazului din Marea Neagră”, care a fost depus la Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC) în data de 24.05.2017;
- Au fost obținute Certificatele de Urbanism aferente județelor Constanța, Giurgiu și Călărași; se află în curs de finalizare identificarea proprietarilor afectați de implementarea proiectului;

- În data 19.10.2017 s-a demarat procedura de rezervare de capacitate în punctul de măsură PM Tuzla, conform Procedurii avizate de ANRE prin avizul nr. 13/22.06.2017 pentru SNTGN Transgaz SA, în urma primirii unei cereri de capacitate incrementală;
- Proiectul a fost propus și a îndeplinit condițiile de eligibilitate pentru includerea pe Lista a treia a Proiectelor de Interes Comun a Uniunii emisă de Comisia Europeană în 23.11.2017.
- În prezent se desfășoară analiza cererii aferente etapei neangajante a procesului. Proiectul tehnic este în curs de elaborare de către Departamentul Proiectare Cercetare.

### **3. Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 și reverse flow Isaccea.**

Descrierea proiectului:

Proiectul prevede crearea unui culoar de transport între sistemele din Grecia, Bulgaria, România și Ucraina, în condițiile în care se realizează o nouă interconectare între Grecia și Bulgaria. Începând cu anul gazier 2016–2017, capacitatea de transport gaze naturale aferentă conductei de transport internațional Tranzit 1 (T1), se comercializează pe bază de licitații conform codului european privind mecanismele de alocare a capacităților în punctele de interconectare transfrontalieră și a Ordinului ANRE nr. 34/2016. Proiectul va putea asigura fluxuri fizice reversibile în punctul Negru Vodă 1 (zona stației de măsurare SM Negru Vodă prin conductele de tranzit internațional către stația de măsurare SM Isaccea), conform cerințelor Regulamentului (UE) nr. 994/2010.

Valoarea estimată a proiectului din PDSNT 2017-2026 este de 65 milioane EUR și cuprinde următoarele obiective de investiții:

- modernizarea și amplificarea stației de comprimare Siliștea;
- stație nouă de comprimare Onești;
- lucrări de interconectare între SNT și conducta de transport internațional T1, în zona stației de măsurare SM Isaccea 1;
- reabilitarea tronsoanelor de conductă Cosmești – Onești (66,2 km) și Siliștea - Șendreni (11,3 km);

Termenul propus în PDSNT 2017-2026 pentru finalizare este anul 2019. Pentru finanțare OTS intenționează accesarea unor fonduri europene nerambursabile.

Stadiul actual al proiectului:

- Transgaz a finalizat studiul de fezabilitate privind interconectarea SNT cu conducta de transport internațional gaze naturale T1 în zona stației de măsurare Isaccea (Isaccea - Siliștea–Onești) și reverse flow. S-a finalizat documentația de avizare a lucrărilor de intervenție privind reabilitarea tronsonului de conductă Onești-Cosmești.
- În urma finalizării studiului de fezabilitate proiectul a fost reconsiderat și împărțit în două faze în funcție de categoriile de infrastructură energetică prevăzute în Regulamentul UE 347/2013, după cum urmează:

**Faza I** (cu termen 2018):

- lucrări de interconectare între SNT și conducta de transport internațional T1, în zona stației de măsurare SM Isaccea;
- Reabilitarea/reparația conductei Onești - Cosmești în lungime de 66,2 km și diametru Dn 800 mm;

**Faza II** (cu termen 2019):

- modernizarea și amplificarea Stației de comprimare Siliștea;
- modernizarea Stației de comprimare Onești;

- modificări în interiorul NT Siliștea și NT Onești;
- lucrări în nodul tehnologic NT Șendreni.
- S-a avizat Proiectul Tehnic pentru Interconectarea SNT cu conducta de transport internațional T1 la Isaccea. Este în curs elaborarea Proiectului Tehnic privind reabilitarea tronsonului de conductă Onești - Cosmești precum și Caietul de Sarcini pentru proiectarea și execuția lucrărilor de modernizare a Stațiilor de Comprimare de la Onești și Siliștea;
- S-au obținut toate certificatele de urbanism aferente fiecărei faze; este în curs de finalizare identificarea proprietarilor afectați de implementarea proiectului;
- S-au elaborat și depus Notificările de mediu la Agenția pentru Protecția Mediului (APM) Bacău, APM Tulcea, APM Galați, APM Vrancea și APM Brăila și au fost obținute toate deciziile pentru etapa de evaluare inițială de la toate APM-urile menționate. Sunt în derulare procedurile de mediu: elaborarea memoriilor de prezentare și depunerea lor la APM, participarea la ședințele Comisiei de Analiză Tehnică (CAT), mediatizare, etc. Se desfășoară activitatea de elaborare și depunere a documentațiilor pentru obținerea avizelor solicitate prin certificatele de urbanism;
- În data de 17.01.2018, s-a primit aprobarea Notificării în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii, depusă la Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun (ACPIC), în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013;
- În prezent se elaborează conceptul privind participarea publicului și se determină locațiile în care urmează să se desfășoare consultările publice.

#### ***4. Dezvoltarea SNT în zona de nord-est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale și a asigurării capacităților de transport înspre/dinspre Republica Moldova***

Descrierea proiectului:

Proiectul are scopul de a asigura presiunea necesară și capacitatea de transport de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre SNT și sistemul de transport al Republicii Moldova. Termenul estimat de finalizare a proiectului este anul 2019.

Proiectul constă în realizarea următoarelor obiective de investiții, cu o valoare estimată de 131,7 milioane Euro:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale, având diametrul Dn de 700 mm și presiunea de Pn 55 bar, pe direcția Onești – Gherăești, în lungime de 104 km. Traseul acestei conducte va fi paralel în mare parte cu conductele existente de diametru Dn 500 mm Onești – Gherăești;
- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale având diametrul Dn de 700 mm și presiunea de Pn 55 bar, pe direcția Gherăești – Lețcani, în lungime de 61 km. Această conductă va înlocui conducta existentă Dn 400 Gherăești - Iași pe tronsonul Gherăești – Lețcani;
- construirea unei stații noi de comprimare gaze la Onești, având o putere instalată de 6 MW, 2 compresoare de câte 3 MW, unul activ și unul de rezervă;
- construirea unei stații noi de comprimare gaze la Gherăești, având o putere instalată de 4 MW, 2 compresoare de câte 2 MW, unul activ și unul de rezervă.

Stadiul actual al proiectului:

- Studiul de fezabilitate a fost finalizat în luna ianuarie 2016, iar studiul de fezabilitate, finalizat în cursul lunii ianuarie 2018, conține toate actualizările, ca urmare a clarificărilor



privind detaliile aferente eligibilității costurilor precizate în Ghidul Solicitantului și a recomandărilor **Joint Assistance to Support Projects in European Regions (JASPERS)**. Studiul de fezabilitate conține studiile topografice, geotehnice și hidrologice, identificarea proprietarilor de-a lungul traseului conductei.

- Pentru obținerea certificatelor de urbanism în scopul autorizării executării lucrărilor de construcții au fost solicitate majoritatea avizelor;
- Au fost emise de către Agenția Națională pentru Protecția Mediului Acordul de Mediu nr. SB 3/06.07.2017 și Decizia de Încadrare nr. 2/09.01.2018 (cu revizuirea acordului de mediu);
- A fost finalizat, în cursul lunii ianuarie 2018, Proiectul Tehnic pentru conducta de transport gaze naturale, Proiectele Tehnice pentru cele două stații de comprimare cât și Proiectul Tehnic pentru Instalații electrice, protecție catodică, automatizări și securizare conductă. Caietele de sarcini pentru achiziția de materiale sunt finalizate și validate de către ANAP;
- S-a obținut Autorizația de construire nr. 2/15.09.2017, conform prevederilor Legii 185/2016 privind unele măsuri necesare pentru implementarea proiectelor de importanță națională în domeniul gazelor naturale;
- Prin H.G. nr. 562/2017 “Dezvoltarea capacității sistemului național de transport în vederea asigurării fluxului de gaze naturale pe direcția România - R. Moldova”, obiectivul a fost declarat proiect de importanță națională, beneficiind astfel de prevederile Legii 185/2016 privind unele măsuri necesare pentru implementarea proiectelor de importanță națională în domeniul gazelor naturale.
- Execuția lucrărilor va avea loc în perioada 2018-2019, conform calendarului din PDSNT 2017-2026.

##### **5. Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria – România – Ungaria - Austria (BRUA faza 3).**

Descrierea proiectului:

Proiectul urmărește dezvoltarea capacității de transport al gazelor naturale pe culoarul Onești - Coroi - Hațeg - Nădlac în funcție de volumele de gaze naturale disponibile la țărmul Mării Negre sau din alte perimetre on-shore și este compus din două subproiecte:

- Asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România - Ungaria, care constă în realizarea următoarelor obiective de investiții:
  - conductă nouă pe traseul Băcia – Hațeg – Horia - Nădlac în lungime de aproximativ 280 km;
  - două stații noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului.
- Dezvoltarea SNT între Onești și Băcia, care constă în realizarea următoarelor obiective de investiții:
  - înlocuirea unor conducte existente cu conducte noi cu diametru și presiune de operare mai mare;
  - două stații noi de comprimare gaze naturale amplasate de-a lungul traseului.

Termenul de finalizare pentru întreg coridorul este anul 2023, iar valoarea estimată a investiției se ridică la suma de 530 milioane Euro.

Stadiul actual al proiectului:

Până în prezent a fost finalizat studiul de fezabilitate. OTS va demara studiul de fezabilitate în momentul în care vor exista date și informații suplimentare din partea



concesionarilor de acord petrolier din perimetrele de explorare din Marea Neagră (confirmări privind cererile de capacitate, perioada aproximativă privind disponibilitatea gazelor la țărmul Marii Negre etc.).

#### **6. Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre (Vadu –T1, proiect nou)**

Descrierea proiectului:

Având în vedere zăcămintele de gaze naturale descoperite în Marea Neagră, OTS intenționează extinderea SNT cu scopul preluării gazelor naturale provenite din perimetrele de exploatare submarine ale Mării Negre. Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 25 km și diametru Dn 500 mm, de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1. Termenul estimat de finalizare este anul 2019 - 2020, depinzând de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte. Valoarea estimată a proiectului este de 9 milioane EUR.

Stadiul actual al proiectului:

- A fost finalizat studiul de fezabilitate și proiectul tehnic;
- S-au obținut certificatele de urbanism, s-a finalizat procedura de mediu și s-a obținut Acordul de Mediu în data de 21.11.2017;
- S-a obținut Autorizația de Construire în 20.12.2017;
- Proiectul a fost declarat Proiect de Importanță Națională prin H.G. nr. 563 din 4 august 2017;
- S-a demarat procedura de rezervare de capacitate în punctul de măsurare PM Vadu, conform Procedurii avizate de ANRE prin avizul nr.13/22.06.2017, în urma primirii unei cereri de capacitate incrementală în data 21.07.2017;
- Proiectul a fost propus și a îndeplinit condițiile de eligibilitate pentru includerea pe Lista a treia a Proiectelor de Interes Comun a Uniunii emisă de Comisia Europeană în 23.11.2017;
- În prezent se află în desfășurare etapa de contractare a execuției lucrărilor.

#### **7. Interconectarea România – Serbia, interconectarea SNT cu sistemul din Serbia.**

Descrierea proiectului:

Proiectul are scopul de a facilita exportul de gaze naturale spre Serbia cu preluare din viitoarea conductă BRUA (faza I). Cel mai apropiat punct al conductei BRUA de granița dintre România și Serbia este localitatea Mokrin din județul Arad. Proiectul constă în:

- realizarea unei noi conducte de interconectare cu diametrul 500 mm pe direcția Arad - Mokrin în lungime de 80 km din care 74 km pe teritoriul României și 6 km pe teritoriul Serbiei;
- construirea unei stații de măsurare gaze naturale pe teritoriul României sau al Serbiei.

Termenul estimat de finalizare este anul 2026.

Exportul de gaze naturale spre Serbia se va realiza după finalizarea proiectului BRUA. Gazele naturale vor putea fi preluate din Serbia spre România, pentru consum în zona Timișoara - Arad prin conducta DN 600 Horia - Mașloc - Recaș (25 bar), la presiuni mai mici decât în conducta BRUA.

Stadiul actual al proiectului

- În luna februarie 2018, a fost finalizat Studiul de Prefezabilitate iar în cursul acestui an va fi finalizat Studiul de Fezabilitate;
- Conform PDSNT 2018-2027 au fost modificate lungimile tronsoanelor de conductă la 97 km, 85 km - România, 12 km - Serbia, Dn 600 mm, SRM în România;
- Valoarea estimată a proiectului este de 50,7 mil EUR iar termenul de finalizare 2020.

### **8. Modernizarea SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă**

Descrierea proiectului:

În vederea creșterii gradului de asigurare a securității energetice în regiune au fost semnate Acorduri de Interconectare pentru Punctul de Interconectare Isaccea 1, prin acordul de interconectare nr. 294/2016 încheiat între SNTGN Transgaz SA și PJSC Ukrtransgaz și Punctul de Interconectare Negru Vodă 1, prin acordul de interconectare nr. 240/2016 încheiat între SNTGN Transgaz SA și Bulgartransgaz. Proiectul constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze naturale în incintele stațiilor de măsurare existente SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1, cu o valoare estimată de 13,9 milioane EURO. Stațiile modernizate vor fi dotate cu instalație de separare/filtrare și instalație de măsurare cu contoare cu ultrasunete dual.

Stadiul actual al proiectului:

- A fost demarată elaborarea studiilor de fezabilitate pentru cele două stații de măsurare.

### **9. Proiectul Interconectare România-Bulgaria (TRA-F-029)**

Descrierea proiectului:

Proiectul de interconectare a SNT din România cu Bulgaria și pe direcția Ruse - Giurgiu a fost realizat în temeiul Memorandumului de Înțelegere semnat între SNTGN Transgaz SA și Bulgartransgaz la data de 01.06.2009, interconectarea fiind finalizată în anul 2017.

Au fost realizate următoarele obiective de investiții:

- Conductă terestră (Dn 500 mm, Pn 40 bar, L= 5,1 km) pe teritoriul românesc între Stația de măsurare gaze naturale (SMG) Giurgiu și punctul de subtraversare a Dunării de pe malul românesc, realizată de Transgaz;
- Conductă terestră (Dn 500 mm, PN 40 bar, L = 15,4 km) pe teritoriul bulgar, între Stația de Măsurare Gaze naturale (SMG) Ruse și punctul de subtraversare a Dunării aferent malului bulgar, realizată de Bulgartransgaz;
- Subtraversarea Dunării cu două conducte (DN 500 mm, PN 50 bar), fiecare având o lungime de 2,1 km, reprezentând Conducta Principală și Conducta de Rezervă – sarcina implementării este comună Transgaz și Bulgartransgaz.

Caracteristicile tehnice ale interconectării: capacitate maximă de transport – 1,5 mld. mc/an, capacitate minimă de transport – 0,5 mld. mc/an, presiune nominală – 50 bar, presiune de operare – 21-40 bar, diametrul conductei de interconectare – DN 500 mm.

Interconectarea a fost finalizată din punct de vedere tehnic și a devenit operațională la 1 ianuarie 2017 după derularea licitațiilor de alocare de capacitate, în conformitate cu Regulamentul (UE) nr. 2013/984 de stabilire a unui Cod al Rețelei privind Mecanismele de Alocare a Capacității.

În acest sens, părțile au semnat un Acord de Interconectare în conformitate *Regulamentul (UE) nr. 2015/703 de stabilire a unui cod de rețea pentru normele privind interoperabilitatea și schimbul de date*, care prevede atât aspecte privind operarea punctului de interconectare Ruse-Giurgiu cât și aspecte privind procedura de alocare a capacității aferente.

### **Monitorizarea realizării planurilor anuale de investiții ale operatorului de transport și de sistem**

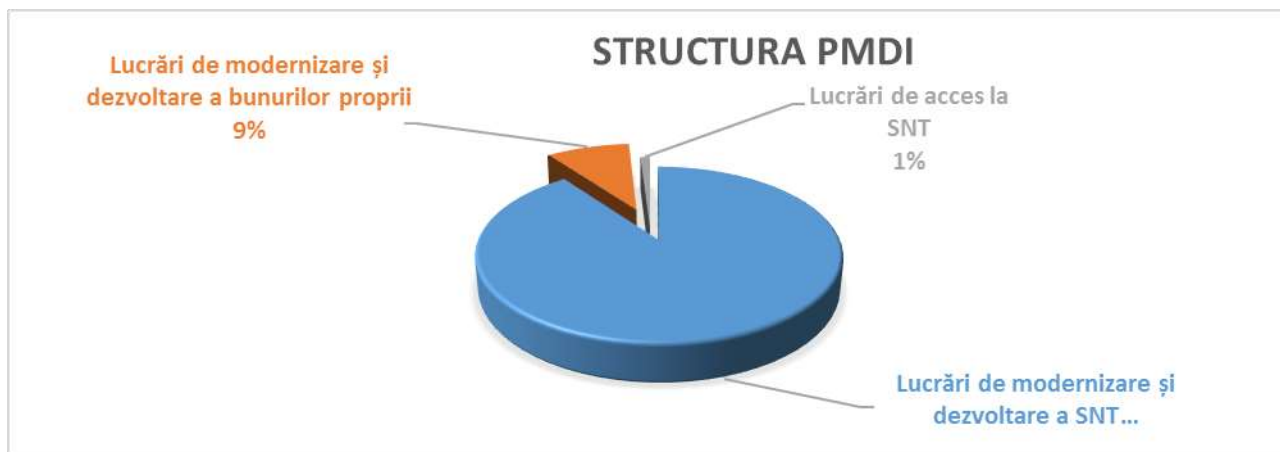
Nivelul investițiilor în SNT pentru anul 2018, a fost transmis conform obligațiilor sale legale de S.N.T.G.N. Transgaz S.A, în calitate sa de operator de transport și de sistem, în cadrul Programului de Modernizare și Dezvoltare Investiții (PMDI).

Programul de investiții pentru anul 2018, a fost elaborat având în vedere obligațiile operatorului de transport și de sistem, prevăzute la art. 125 și 130 ale Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Valoarea estimată a investițiilor programate a fi realizate în anul 2018 este de 687 milioane lei, în creștere cu 36 % față de valoarea programului de investiții pentru anul 2017, care a fost de 505 milioane lei. Din această valoare, 617 milioane lei reprezintă valoarea programată pentru lucrările de modernizare și dezvoltare ale SNT, în creștere cu 155 milioane lei.

În funcție de tipul lucrărilor prognozate a fi efectuate în 2018, valoarea acestora este alocată astfel:

- 137 mil. lei – valoarea lucrărilor noi;
- 491 mil. lei – valoarea lucrărilor în continuare;
- 52,6 mil. lei – valoarea utilajelor, echipamentelor și dotărilor;
- 6 mil. lei – valoare lucrărilor de acces la SNT;
- 0,5 mil. lei – valoarea destinată pentru achiziții terenuri.



### **Monitorizarea realizării planurilor de investiții pentru obiectivele/sistemele de înmagazinare a gazelor naturale**

Nivelul investițiilor anuale pentru perioada 2018 – 2022, transmise în conformitate cu obligațiile legale prevăzute la art. 142 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 de operatorul sistemului de înmagazinare S.N.G.N. Romgaz S.A., variază între 65 și 261 milioane lei/an, detaliate după cum urmează:

- Depozitul Urziceni cu investiții anuale cuprinse între 3 și 8 milioane lei;

- Depozitul Bilciurești cu investiții anuale cuprinse între 25 și 67 milioane lei;
- Depozitul Bălăceanca cu investiții anuale cuprinse între 4 și 14,5 milioane lei;
- Depozitul Sărmășel cu investiții anuale cuprinse între 14 și 136 milioane lei;
- Depozitul Ghercești cu investiții anuale cuprinse între 5 și 43 milioane lei;
- Depozitul Moldova (depozit nou înființat) cu investiții anuale cuprinse între 0,5 și 45 milioane lei.

Nivelul investițiilor anuale pentru perioada 2018 – 2022, transmise în conformitate cu obligațiile legale prevăzute la art. 142 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu completările și modificările ulterioare, de operatorul sistemului de înmagazinare S.C. Depomureș S.A., variază între 21 și 96 milioane lei/an, aceste sume urmând a fi alocate pentru construcții, echipamente tehnologice, echipamente de măsurare, autovehicule de teren și alte immobilizări corporale și necorporale.

### **Monitorizarea realizării planurilor de investiții pentru obiectivele/sistemele de distribuție a gazelor naturale**

În conformitate cu obligațiile prevăzute la art. 138 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale (OSD) au transmis ANRE planuri de investiții pentru cinci ani.

Valoarea totală estimată pentru perioada 2018 - 2022, conform planurilor de investiții transmise de OSD, este de cca. 343 milioane lei anual.

Din analiza acestor planuri, în anul 2018 este prevăzut a fi realizate conducte noi de distribuție a gazelor naturale, precum și a fi înlocuite conducte și racorduri, atât din oțel cât și din polietilenă, în lungime totală reprezentând 2,3% din lungimea conductelor de distribuție și a racordurilor aflate în operare la data de 31.12.2017. Conductele noi reprezintă 1% din lungimea conductelor și a racordurilor aflate în operare la sfârșitul anului 2017.

Cei doi mari operatori ai sistemului de distribuție, Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid au programat pentru anul 2018 investiții în valoare totală de 160 milioane lei, respectiv de 124,4 milioane lei, reprezentând aproximativ 47 %, respectiv 44 % din valoarea totală programată pentru anul 2018 de către toți cei 37 de operatori ai sistemului de distribuție.

Pentru cei doi mari operatori ai sistemului de distribuție, Delgaz Grid SA și Distrigaz Sud Rețele SRL, care operau la 31.12.2017 circa 83% din lungimea sistemelor de distribuție la nivel național, procentul conductelor noi de distribuție a gazelor naturale prevăzute în planul de investiții pentru anul 2018, reprezintă doar 0,15% din lungimea totală a conductelor de distribuție operate de aceștia.

### **3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene**

#### **Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene**

În conformitate cu prevederile art. 102<sup>1</sup> (1) din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, *“ANRE respectă și pune în aplicare toate deciziile relevante, cu forță juridică obligatorie, ale ACER..., iar Guvernul, ministerul de resort și celelalte organe de specialitate ale administrației publice centrale, după caz, vor întreprinde toate demersurile necesare în acest sens, conform atribuțiilor și competențelor acestora”*.

În anul 2017 nu au fost emise decizii ACER cu aplicare obligatorie pentru sectorul gazelor naturale.

### **Respectarea de către operatorii de transport și sistem, operatorii de distribuție, proprietarii sistemelor și de către operatorii economici din sector a prevederilor legislației comunitare**

Aspectele solicitate au fost prezentate în capitolul 3.1.1. Separarea activităților.

### **3.2. Promovarea concurenței**

Potrivit Legii energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, sectorul gazelor naturale din România este structurat în două segmente: piața reglementată și piața concurențială. Această segmentare are rolul de a stabili cu claritate activitățile economice specifice ce sunt sub supraveghere continuă - piața reglementată (tarifele de transport, înmagazinare, distribuție, prețurile reglementate la clienții casnici) și cele care se desfășoară liber, pe baza mecanismelor concurențiale.

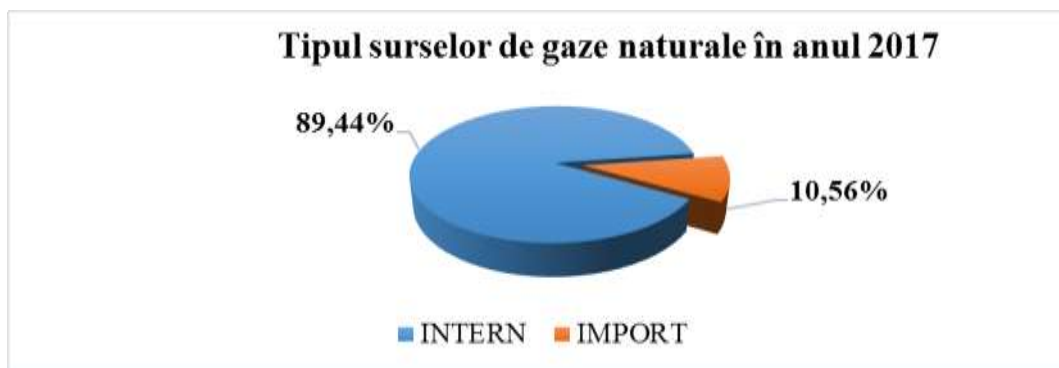
Consumul anual de gaze naturale și-a continuat tendința de creștere, manifestată în anul 2016, atingând nivelul de aproximativ 12,26 miliarde mc, cu o creștere de aproximativ 5% în 2017 față de 2016.

Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2017:

- un operator al Sistemului Național de Transport – Transgaz;
- 8 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Raffles Energy, Hunt Oil, Foraj Sonde, Stratum Energy și Mazarine Energy România;
- 6 furnizori externi care aduc gaze naturale din surse externe în România: Wier AG, Dexia, Imex Oil, Trafigura, Vitrol Gas&Power, Future Energy și Gazprom Schweiz AG
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz, Depomureș;
- 37 de operatori de distribuție - cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele SRL și Delgaz S.A.;
- 93 de furnizori activi prezenți pe piața de gaze naturale, din care 38 de furnizori activează pe piața reglementată de gaze naturale.

### 3.2.1. Piața angro de gaze naturale

Producția internă de gaze naturale în anul 2017, producția curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat aproximativ 89,44% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună aproximativ 94,91% din această sursă.



Producția extrasă din perimetrele de producție, în cursul anului 2017, dar și cea injectată în depozitele de înmagazinare subterană sunt prezentate în tabelul de mai jos:

Luna	Producția curentă (MWh)	Cantitate injectată din producție internă (MWh)
ianuarie	10.449.525,987	
februarie	9.371.484,560	
martie	9.670.104,175	121.239,950*
aprilie	9.920.136,045	946.705,956
mai	9.367.626,187	3.075.421,205
iunie	8.985.462,683	3.770.151,568
iulie	9.124.429,982	3.629.331,839
august	9.247.368,326	3.139.862,159
septembrie	9.343.181,653	3.081.840,627
octombrie	9.908.087,273	1.405.971,735
noiembrie	9.817.237,589	
decembrie	10.139.861,470	
<b>Total MWh</b>	<b>115.344.505,930</b>	<b>19.170.525,039</b>

\* cuprinde și injecția aferentă ciclului anterior, conform raportării SNGN Romgaz SA

Evoluția prețului mediu ponderat al gazelor naturale din producție internă, achiziționate de furnizorii care dețin în portofoliu clienți non-casnici, direct de la producătorii de gaze naturale, unde pe primele trei luni din 2017 nu cuprinde și achiziția făcută pentru producătorii de energie termică pentru populație, clienți PET, care, pentru acea perioadă au beneficiat de preț administrat prin hotărâre de guvern.





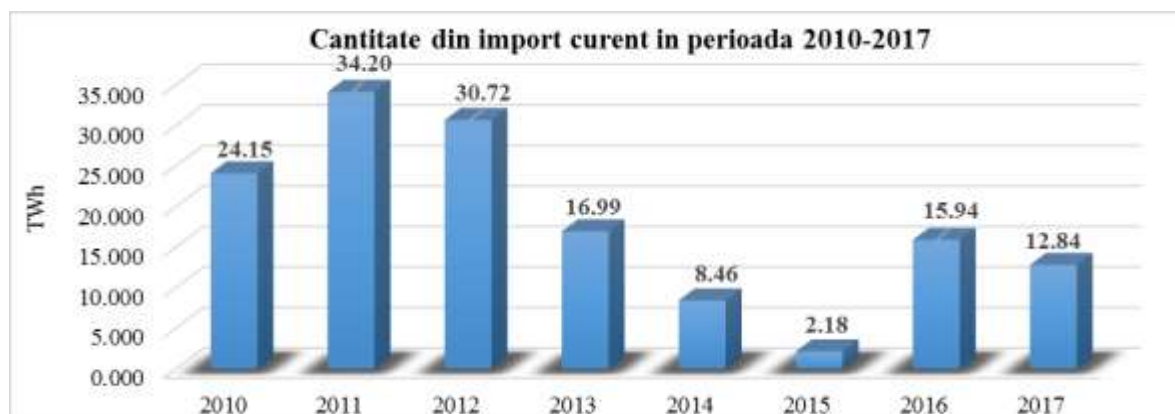
În anul 2017, producția de gaze naturale din Romania, a fost asigurată de un număr de 8 producători de gaze naturale: SNGN Romgaz SA, S.C. OMV Petrom SA, S.C. Amromco Energy SRL, S.C. Raffles Energy SRL, S.C. Foraj Sonde SA, S.C. Stratum Energy LLC, Hunt Oil Company și S.C. Mazarine Energy România S.R.L.

Cantitatea de gaze naturale produsă în anul 2017 (TWh) a fost de 115,34 TWh, după cum urmează:

Amromco Energy	Foraj Sonde	Hunt Oil Company	Mazarine Energy Romania	OMV Petrom	Raffles Energy	Romgaz	Stratum Energy Romania	Total
3,22	0,10	0,72	0,05	55,10	0,04	54,10	2,02	115,34

Importul ce a intrat în consum în 2017, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat 10,56% din totalul surselor. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună aproximativ 78,14% din aceste cantități.

Luna	Productia interna curenta MWh	Import direct MWh
ianuarie	10.449.525,987	3.853.722,531
februarie	9.371.484,560	2.681.639,393
martie	9.670.104,175	766.516,218
aprilie	9.920.136,045	57.304,816
mai	9.367.626,187	30.944,396
iunie	8.985.462,683	45.990,604
iulie	9.124.429,982	5.284,446
august	9.247.368,326	4.660,782
septembrie	9.343.181,653	10.796,261
octombrie	9.908.087,273	901.863,676
noiembrie	9.817.237,589	1.263.414,294
decembrie	10.139.861,470	3.220.576,323
<b>Total MWh</b>	<b>115.344.505,930</b>	<b>12.842.713,740</b>



Creșterea consumului anual a determinat o creștere a consumului din import, față de anii 2014 și 2015 (așa cum se poate observa din grafic), dar nu la nivelul anului 2016.



Referitor la prețurile gazelor naturale din import curent, facem precizarea că acestea sunt prețuri medii ponderate și au fost determinate prin ponderarea prețurilor cu cantitățile livrate lunar corespunzătoare tranzacțiilor de vânzare, raportate de către participanții din piață, și nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

Cantitățile exportate în cursul anului 2017 au reprezentat 0,24% din cantitățile extrase din perimetrele de producție.

Luna 2017	Cantitate exportată (MWh)
Ianuarie	0.000
Februarie	12.013
Martie	0.000
Aprilie	5,766.184
Mai	10,363.290
Iunie	55,469.047
Iulie	65,540.665
August	70,755.039
Septembrie	71,803.220
Octombrie	0.000
Noiembrie	0.000
Decembrie	0.000
<b>Total 2017</b>	<b>279,709.458</b>

Activitatea de înmagazinare a gazelor naturale, în perioada de vară este necesară funcționării în condiții optime a pieței românești, datorită faptului că, producția curentă, precum și importul curent nu reușesc să acopere necesarul de consum lunar, din perioada de iarnă. Întrucât producția curentă este excedentară consumului în perioada de vară, înmagazinarea devine chiar o necesitate pentru producătorii de gaze naturale, peste nivelul obligației de stoc minim calculată anual de ANRE, în situația în care furnizorii nu achiziționează cantități pentru înmagazinare, necesare consumului din perioada rece.

Tip operator economic	Stoc la sfârșitul ciclului de injecție 2017 MWh
Producatori	10,003,521.771
Restul participanților la piață	14,106,899.302
Total înmagazinat	24,110,421.073

Urmare a aplicării prevederilor Ordinului ANRE nr. 35/2016, care aprobă metodologia privind determinarea anuală a nivelului stocului minim de gaze naturale pentru titularii licențelor de furnizare de gaze naturale, a fost calculată obligația de stoc minim pentru ciclul de înmagazinare 2017-2018, aferent fiecărui furnizor care deține în portofoliu clienți finali. În tabelul următor este prezentată evoluția anuală a stocului minim total, pe care titularii licențelor de furnizare și titularul licenței de operare a sistemului de transport al gazelor naturale trebuie să îl dețină în depozitele de înmagazinare subterană până la data de 31 octombrie a fiecărui an:

Nivelul stocului minim anual de gaze naturale (MWh)	
2013	24.248.110,943
2014	19.765.212,051
2015	17.477.030,807
2016	18.340.862,385
2017	18.649.242,677

În tabelul de mai jos este evidențiată evoluția lunară a stocului de gaze naturale, existent în depozitele de înmagazinare subterană, în cursul anului 2017:

Stoc 2017	Total (MWh)
Ianuarie 2017	11,637,342.199
Februarie 2017	7,512,893.371
Martie 2017	5,575,268.609
<b>Stoc la sfarsitul ciclului de extractie</b>	<b>5,484,062.898</b>
Aprilie 2017	6,107,415.470
Mai 2017	9,182,836.673
Iunie 2017	12,952,988.240
Iulie 2017	16,582,320.079
August 2017	19,671,429.739
Septembrie 2017	22,701,949.326
<b>Stoc la sfarsitul ciclului de injectie 2017*</b>	<b>24,110,421.073</b>
Octombrie 2017	23,903,592.506
Noiembrie 2017	20,691,971.563
Decembrie 2017	17,013,973.766

\*cuprinde și extracțiile realizate în cursul verii

Pe piața de gaze națională, acționează doi operatori de înmagazinare subterană a gazelor naturale, S.C. Depomureș S.A. și SNGN Romgaz S.A. Capacitatea totală și evoluția utilizării acestei capacități este prezentată în tabelul de mai jos.

Operator înmagazinare subterană	An	Capacitate depozit (MWh)	Stoc după activitatea de extracție (MWh)	Cantitate injectată* (apr.-oct.) (MWh)
<b>Romgaz</b>	2013	29.503.400	6.704.018,854	21.188.550,748
	2014		8.141.654,008	18.077.373,958
	2015		5.611.283,576	17,869,463.343
	2016		8.521.425,916	14.894.617,259
	2017		5.311.927,379	<b>16.121.839,816</b>
<b>Depomureș</b>	2013	3.154.550	330.006,289	3.024.810,381
	2014		570.191,740	2.587.221,864
	2015		272.360,874	2.883.003,902
	2016		378.675,860	2.084.214,398
	2017		172.135,518	<b>3.021.150,985</b>

\*nu cuprinde stocurile de gaze naturale rămase din ciclurile anterioare de injectie, după activitatea de extracție.

### Piețe centralizate

În anul 2017, cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate au însumat un volum total de 63,6 TWh, din care 62,3 TWh pentru piața angro și 1,3 TWh pentru piața en-detail, după cum urmează:

Luna	Piete	Preturi lunare încheiate pe piete centralizate	Cantitati tranzacționate (MWh)
<b>Ianuarie</b>	angro	76,80	100.428,000
	en-detail	103,65	7.226,000
<b>Februarie</b>	angro	74,04	604.043,600
	en-detail	108,48	15.152,000

Luna	Piete	Preturi lunare încheiate pe piete centralizate	Cantitati tranzactionate (MWh)
Martie	angro	71,57	3.733.259,000
	en-detail	114,07	383.098,700
Aprilie	angro	71,80	10.604.880,000
	en-detail	111,47	32.038,651
Mai	angro	72,20	11.868.016,000
	en-detail	99,53	94.185,000
Iunie	angro	72,18	16.736.482,000
	en-detail	112,95	58.974,000
Iulie	angro	72,04	1.165.631,000
	en-detail	109,37	96.277,63
August	angro	72,07	1.680.691,000
	en-detail	111,42	17.917,000
Septembrie	angro	74,96	3.770.910,000
	en-detail	111,90	124.491,880
Octombrie	angro	84,54	2.099.076,537
	en-detail	119,76	149.066,130
Noiembrie	angro	79,81	6.043.319,586
	en-detail	112,34	202.214,250
Decembrie	angro	88,64	3.899.565,000
	en-detail	122,14	162.591,568
Total 2017	angro	74,46	62.306.301,723
	en-detail	113,60	1.343.232,809
			<b>63.649.534,532</b>

Tabelul conține cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate, și nu cantitățile efectiv livrate în acea lună, iar prețurile lunare sunt rezultate din ordinele de tranzacționare încheiate în lunile respective. Aceste ordine pot avea perioade de livrare cuprinse între 1 lună, respectiv luna în care a fost încheiată tranzacția, și 12 luni. Cantitățile lunare din tabelul menționat cuprind cantitățile tranzacționate pe ambele platforme de tranzacționare ale BRM, platforma la disponibil și pe platforma STEG, iar prețurile aferente acestora reprezintă media ponderată a tuturor tranzacțiilor încheiate pe cele două platforme.

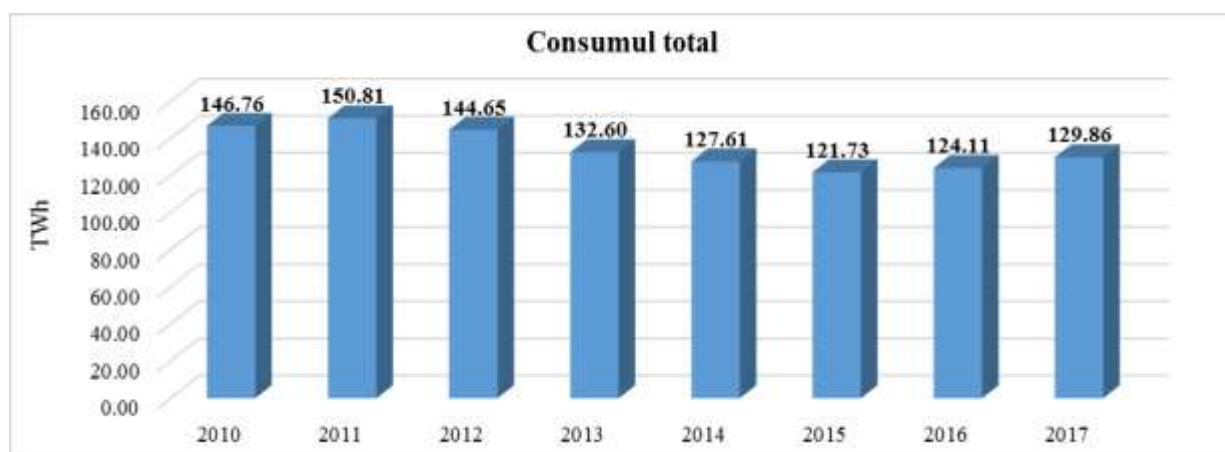
### 3.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

La nivelul lunii decembrie 2017, pe piața cu amănuntul de gaze naturale au activat 85 de furnizori, din care:

- 38 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul reglementată de gaze naturale; și
- 85 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul concurențială de gaze naturale.

Numărul total de clienți finali de gaze naturale la nivelul lunii decembrie 2017 a fost de aproximativ 3.714.699, din care 194.426 clienți noncasnici (cca. 5,23%) și 3.520.273 clienți casnici (cca. 94,77%).

Consumul total de gaze naturale înregistrat în 2017 a fost de aproximativ 130 TWh, înregistrând o creștere de aproximativ 5% față de anul 2016, tendință continuată din anul 2016 față de anul 2015.



În cadrul consumului total al sectorului gazelor naturale, o parte este reprezentată de consumuri specifice activităților din sector sau consumuri ale operatorilor în legătură cu procesele tehnologice specifice: consum tehnologic, consum energetic și abaterile datorate instrumentelor de măsură. Exceptând aceste consumuri din cel total, în anul 2017 consumul livrat de furnizori către clienții finali a fost de aproximativ 120,3 TWh, din care aprox. 86,1 TWh a reprezentat consumul noncasnic, iar 34,2 TWh consumul casnic, după cum urmează:

Clienți finali	Nr. clienți	Consum* (TWh)	Pondere în total consum
Casnici	3.520.273	34,2	28,47%
Clienți non-casnici	194.426	86,1	71,53%
<b>Total</b>	<b>3.714.699</b>	<b>120,3</b>	

\*Consum total livrat către clienții finali (nu include consum tehnologic, consum energetic și abateri datorate instrumentelor de măsură).

În anul 2017, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului livrat de furnizori este de **28,47%**, iar numărul acestor clienți reprezintă **94,77%** din totalul clienților finali de gaze naturale. Deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar **5,23%** din totalul clienților finali de gaze naturale, ponderea cantităților consumate de aceștia este de **71,53%** din totalul consumului livrat de furnizori în anul 2017.

Luna	Nr. Clienti		Total nr. clienți	Consum total (MWh)
Ianuarie	Casnic	3,416,189	3,605,144	21,810,775.954
	Noncasnic	188,955		
Februarie	Casnic	3,413,445	3,601,801	16,146,257.126
	Noncasnic	188,356		
Martie	Casnic	3,421,089	3,609,926	12,370,007.301
	Noncasnic	188,837		
Aprilie	Casnic	3,426,896	3,615,873	9,419,121.844
	Noncasnic	188,977		
Mai	Casnic	3,435,060	3,624,600	6,325,661.945
	Noncasnic	189,540		
Iunie	Casnic	3,444,232	3,633,568	5,210,680.754
	Noncasnic	189,336		
Iulie	Casnic	3,456,237	3,646,004	5,432,607.590
	Noncasnic	189,767		



Luna	Nr. Clienti		Total nr. clienți	Consum total (MWh)
August	Casnic	3,465,570	3,654,933	6,104,524.617
	Noncasnic	189,363		
Septembrie	Casnic	3,491,435	3,685,007	6,273,873.108
	Noncasnic	193,572		
Octombrie	Casnic	3,493,472	3,685,307	9,606,351.431
	Noncasnic	191,835		
Noiembrie	Casnic	3,523,736	3,716,120	14,232,278.047
	Noncasnic	192,384		
Decembrie	Casnic	3,520,273	3,714,699	16,928,870.823
	Noncasnic	194,426		
Total	-	-	-	129,861,010.540



Prețurile de vânzare pe categorii de clienți finali, în funcție de sistemul de conectare și de clasa de consum se prezintă în felul următor:

Clienți din piața concurențială		
Sistem de conectare	Clasa de consum	Preț fără tarife (lei/MWh)*
Clienți conectați la SNT	A1 (consum de până la 1.162,78 MWh/an)	83.01
	A2 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	84.85
	A3 (consum între 11.627,79-116.277,79 MWh/an)	72.51
	A4 (consum între 116.227,80 si 1.162.777,87 MWh/an)	72.32
	A5 (consum peste 1.162.777,87 MWh/an)	57.59
Clienți conectați în sistemul de distribuție	B1 (consum de până la 23,25 Mwh/an)	98.30
	B2 (consum între 23,26 - 116,28 MWh/an)	97.70
	B3 (consum între 116,29 - 1.162,78 MWh/an)	89.16
	B4 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	78.97
	B5 (consum între 11.627,79-116.277,79 MWh/an)	73.64
	B6 (consum peste 116.277,80 MWh/an)	70.66

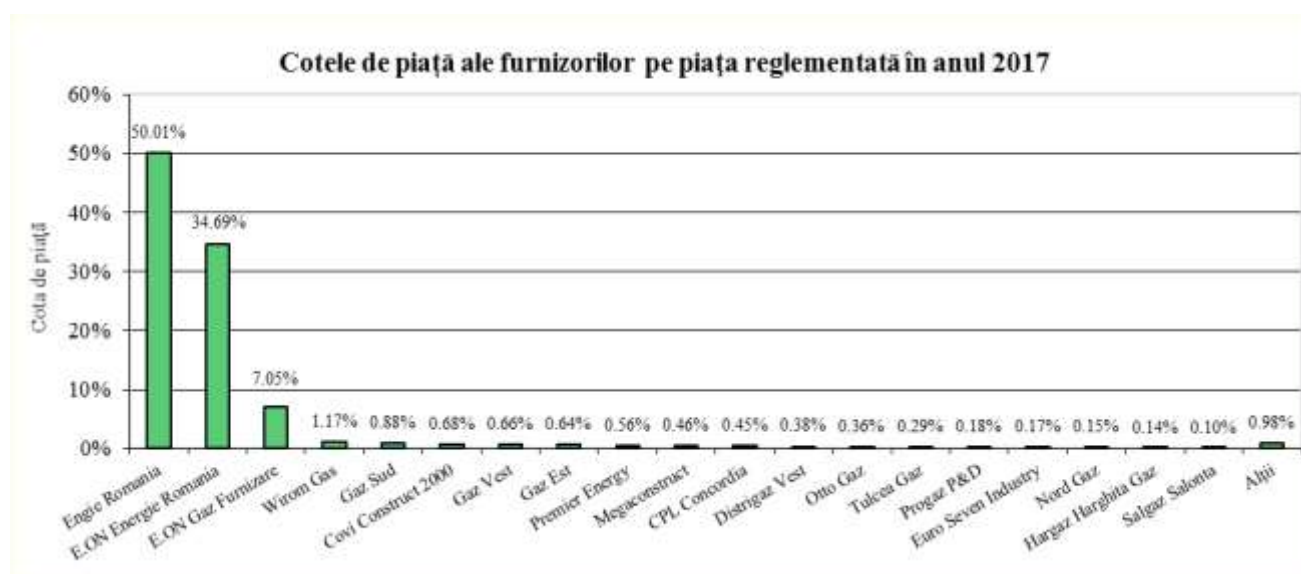
\* conform obligațiilor de raportare, prevăzute în Ordinul ANRE nr. 5/2013

Clienți din piața reglementată		
Sistem de conectare	Clasa de consum	Preț cu tarife (lei/MWh)*
Clienți conectați la SNT	A1 (consum de până la 1.162,78 MWh/an)	92.52
Clienți conectați în sistemul de distribuție	B1 (consum de până la 23,25 Mwh/an)	117.69
	B2 (consum între 23,26 - 116,28 MWh/an)	115.71
	B3 (consum între 116,29 - 1.162,78 MWh/an)	111.71
	B4 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	108.24

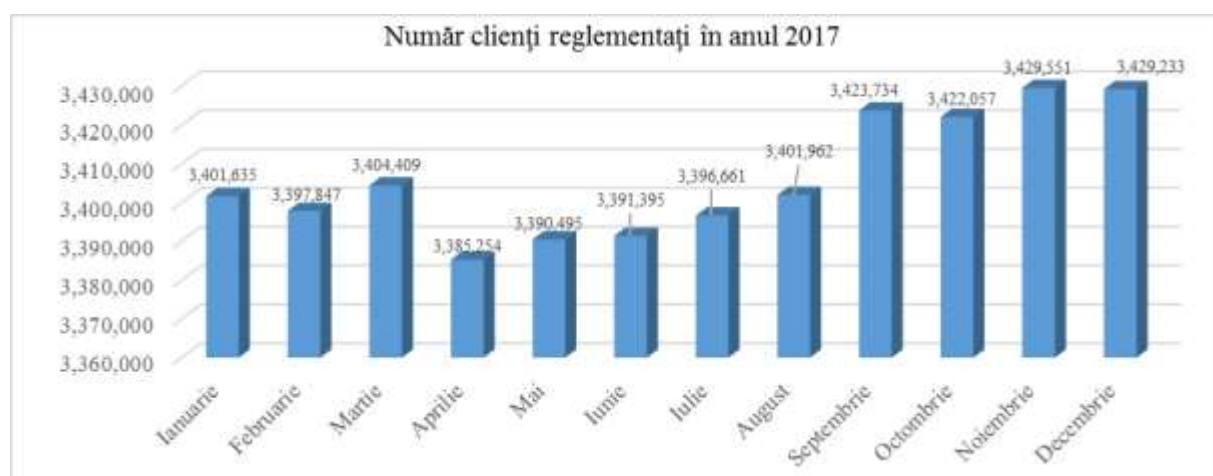
\* conform obligațiilor de raportare, prevăzute în Ordinul ANRE nr. 5/2013

### Piața cu amănuntul reglementată

În anul 2017, pe piața reglementată de gaze naturale au activat 38 de furnizori, a căror pondere este prezentată în graficul următor:



**Numărul total de clienți reglementați în decembrie 2017**, a fost de **3.429.233**, aceștia reprezentând doar clienți casnici, iar evoluția lor în cursul anului 2017 este prezentată în graficul următor:

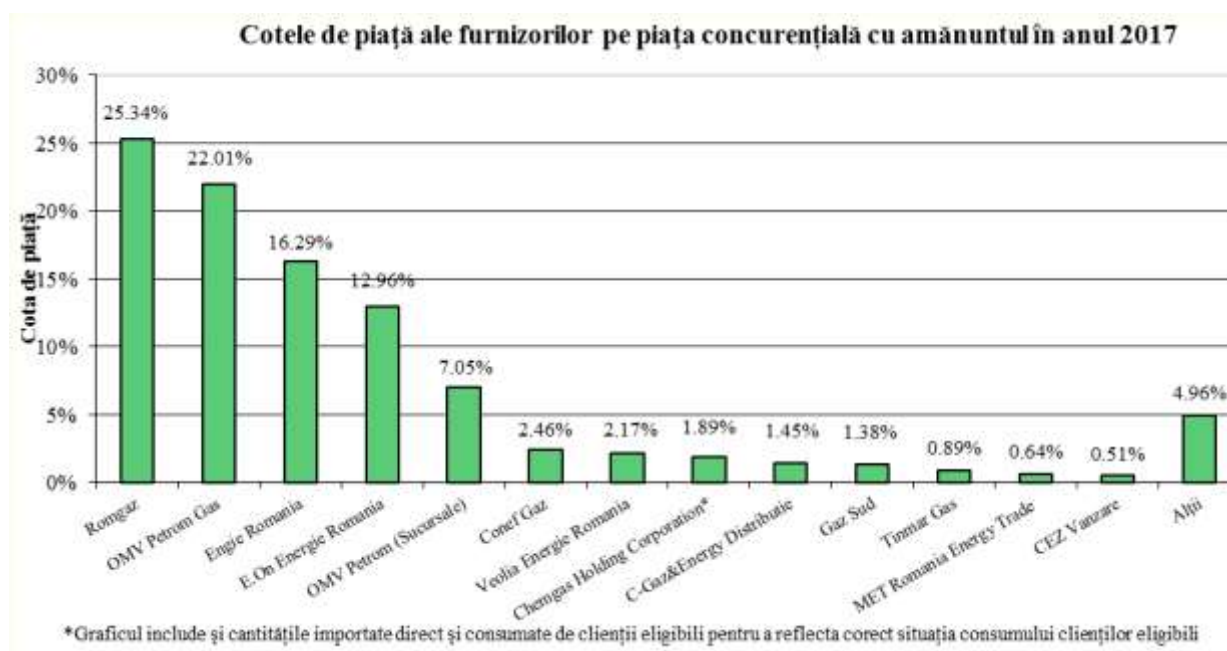


Consumul clienților reglementați, în anul 2017, a fost de 33,54 TWh și a evoluat conform graficului următor:

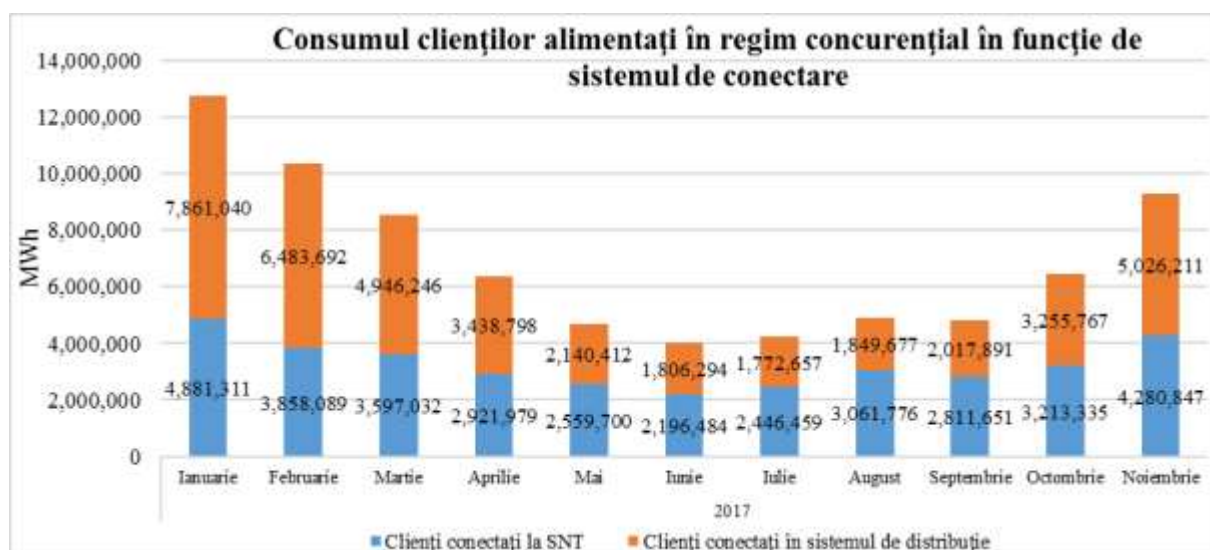


### Piața cu amănuntul concurențială

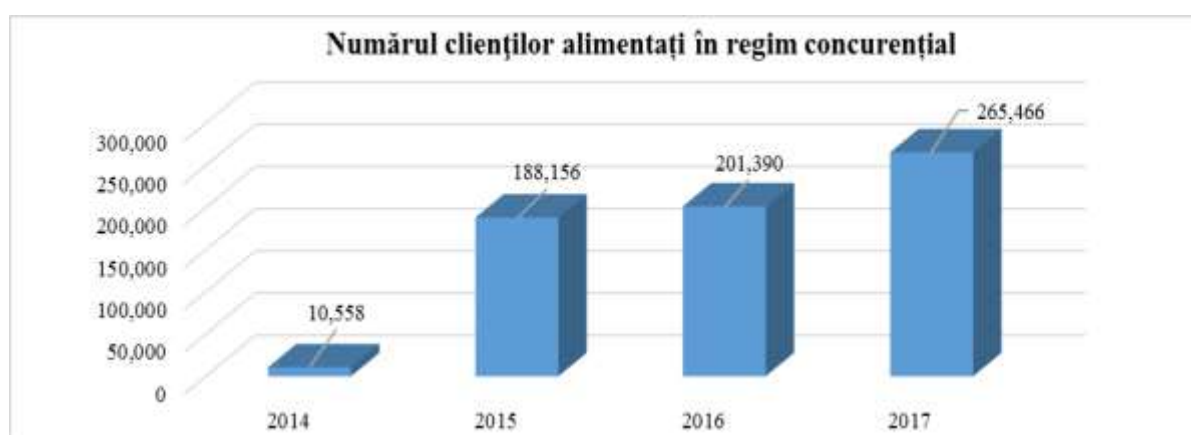
În anul 2017, pe piața concurențială de gaze naturale au activat 84 de furnizori, iar cota de piață a acestora este prezentată în graficul următor:



Consumul total al clienților alimentați în regim concurențial în anul 2017 a fost de 86.827.616,695 MWh. Analizând graficul de mai jos, unde este prezentată evoluția consumului acestor clienți în funcție de tipul de conectare la sistem, în SNT și în distribuție, se poate observa o variație mai mică a consumului clienților finali conectați în SNT pe parcursul anului, aceștia fiind clienți mari industriali în număr de 264, la nivelul lunii decembrie 2017, față de consumul clienților finali conectați la distribuție, care reflectă o curbă de consum similară consumului casnic; evoluția sugerează că un număr mare de clienți non-casnici desfășoară activități economice în care gazul natural nu are o pondere importantă.

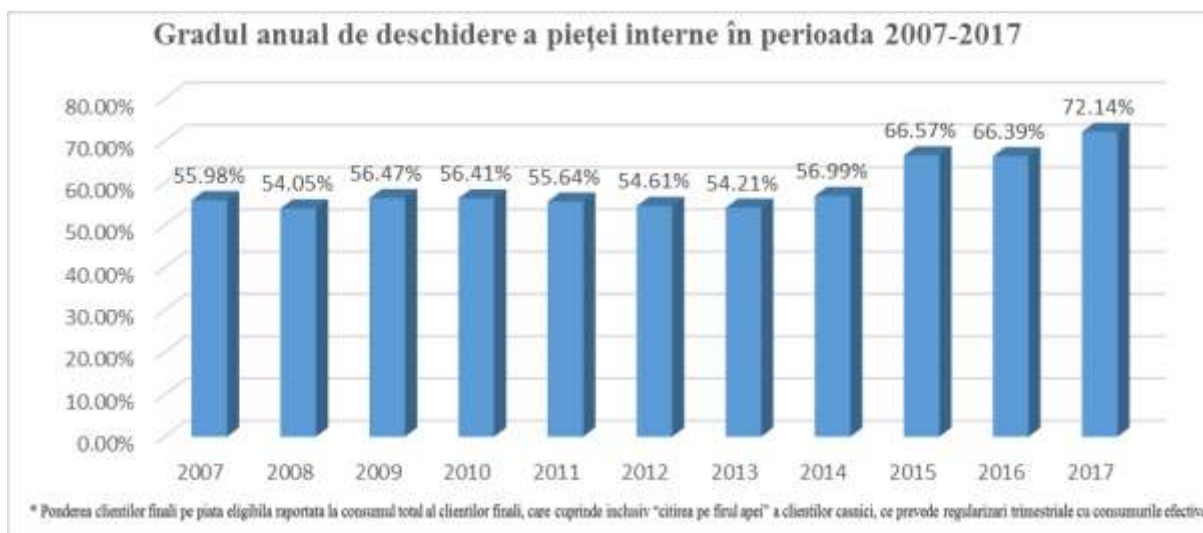


**Numărul total de clienți alimentați în regim concurențial la nivelul lunii decembrie 2017** a fost de **265.466**. Având în vedere faptul că de la data de 1 ianuarie 2015, piața internă de gaze naturale a fost liberalizată total pentru clienții noncasnici, în conformitate cu prevederile art. 179 alin.(2) lit. a) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare, numărul total al acestor clienți a crescut față de anul 2014. Prezentăm o evoluție anuală a numărului acestora, de la acel moment și până în prezent:



**În anul 2017, se remarcă o creștere cu aproximativ 10% a gradului real de deschidere a pieței de gaze naturale comparativ cu anul 2016, care a ajuns la aproximativ 72% din consumul total al clienților finali.**

Evoluția gradului anual de deschidere a pieței interne de gaze naturale este prevăzută în graficul următor:



\*La 1 ianuarie 2015 a avut loc eliminarea prețului reglementat pentru toți clienții non-casnici din piața de gaze naturale

### 3.2.3. Recomandări privind prețurile de furnizare, investigații și măsuri de promovare a concurenței

Modalitatea de aprobare a prețurilor reglementate la care se realizează furnizarea gazelor naturale în regim reglementat la clienții casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate este reglementată de *Metodologia 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* (denumită în continuare Metodologie), aprobată prin Ordinul ANRE nr. 182/2015, cu modificările și completările ulterioare.

Prețurile reglementate acoperă atât costurile aferente achiziționării și comercializării gazelor naturale ca marfă în sine, costurile aferente desfășurării activității de furnizare reglementată, cât și toate costurile aferente serviciilor de transport, înmagazinare și distribuție, în conformitate cu prevederile legale în vigoare, realizate într-o manieră prudentă, necesare ca gazele naturale să ajungă de la furnizor la clientul casnic.

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

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

- a) pentru societățile 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 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.



Cea mai importantă componentă a prețului reglementat o reprezintă suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor legate de achiziția gazelor naturale. În cadrul sumei fixe unitare, ponderea cea mai mare o reprezintă prețul gazului achiziționat, ca marfă.

### **Evoluția prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă**

În iunie 2012 a fost aprobat de către Guvernul României, Memorandumul privind Calendarul de eliminare a prețurilor reglementate la gaze naturale, iar în iunie 2015 a fost aprobat Memorandumul cu tema Calendar de liberalizare a prețului gazelor naturale din producția internă (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).

Cele două memorandumuri, asumate de către Guvernul României, au stat la baza emiterii următoarelor hotărâri de guvern:

- Hotărârea de Guvern nr. 22/2013 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată de gaze naturale;
- Hotărârea de Guvern nr. 511/2014 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată de gaze naturale;
- Hotărârea de Guvern nr. 816/2014 pentru modificarea anexei la Hotărârea Guvernului nr. 511/2014 privind stabilirea prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă pentru piața reglementată de gaze naturale;
- 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;
- 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.

Prin aceste acte normative, Guvernul României a stabilit o creștere anuală a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă, aceste valori fiind preluate de către ANRE la calculul prețurilor reglementate.

Astfel, conform prevederilor Hotărârii Guvernului nr. 461/2016, 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), a fost stabilit după cum urmează:

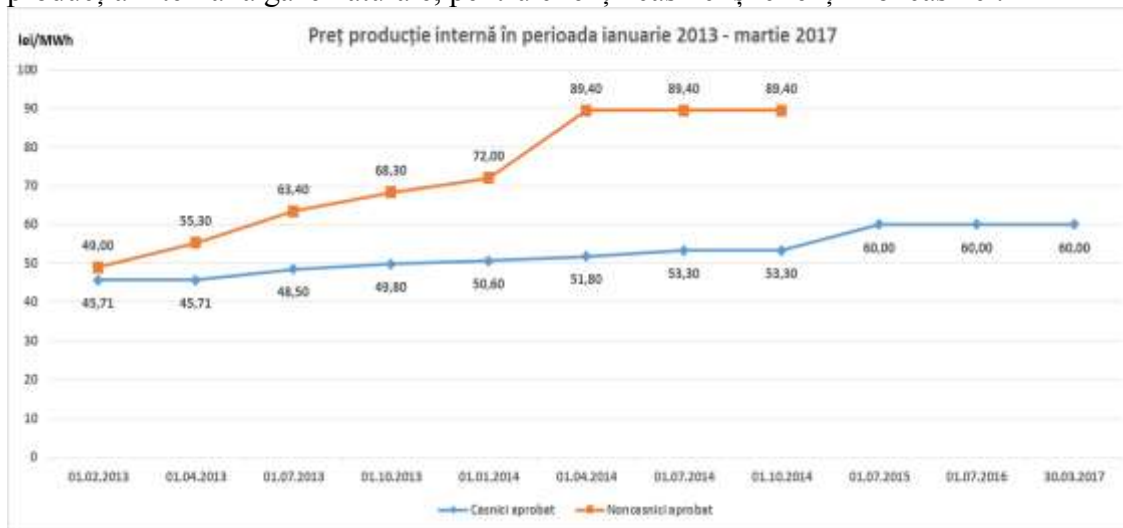
	Clienți casnici și producători de energie termică, numai pentru cantitatea de gaze naturale utilizată la producerea de energie termică în centralele de cogenerare și în centralele termice, destinată consumului populației
01.07.2015	60,00
01.07.2016	60,00

Totodată, 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 Legea nr. 123/2012, **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**.

Graficul următor reflectă evoluția în timp a prețului de achiziție a gazelor naturale din producția internă la gaze naturale, pentru clienții casnici și clienții noncasnici.



### **Evoluția prețurilor reglementate la care se realizează furnizarea gazelor naturale în regim reglementat la clienții casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate**

Având în vedere 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 (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);
- modificări asupra stabilirii structurii de amestec (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);
- modificări asupra stabilirii prețului 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 (conform art. 181 alin. (5), acesta 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. Astfel, în ședința Comitetului de Reglementare din data de 29 martie 2017, a fost aprobat Ordinul ANRE de modificare a Ordinului 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.*

În conformitate cu prevederile art. nr. 36 – 39 din Metodologie, au fost estimate 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.**

Menționăm 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 economic care desfășoară activitatea de furnizare reglementată.

**Procentul de ajustare a prețurilor reglementate pentru clienții casnici, începând cu 1 aprilie 2017, calculate ca medie în funcție de ponderea de piață a fiecărui operator economic 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 ROMÂNIA 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 economici.

Totodată, pentru un număr de 20 de operatori economici, 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.

**Pentru furnizorii cu o cotă de piață reprezentativă, prețurile reglementate 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>B. clienți finali conectați în sistemul de distribuție</b>	
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

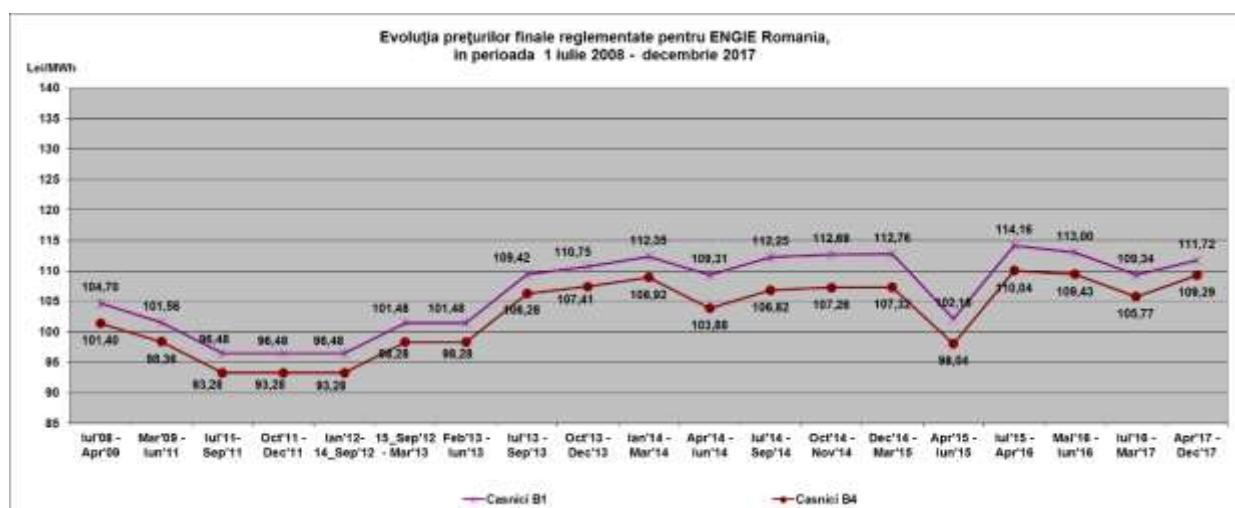
**Comparativ cu luna decembrie 2016, la nivelul anului 2017, pentru categoria de clienți B1 ai societății ENGIE ROMÂNIA S.A., prețurile reglementate au înregistrat o creștere de aproximativ 2%.**

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
<b>A. clienți finali conectați direct la sistemul de transport</b>	
A.1 Consum anual până la 1.162,78 MWh	93,92
<b>B. clienți finali conectați în sistemul de distribuție</b>	
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

**Comparativ cu luna decembrie 2016, la nivelul anului 2017, pentru categoria de clienți B1, ai societății E.ON ENERGIE ROMÂNIA S.A., prețurile reglementate au înregistrat o creștere de aproximativ 2,50%.**

Graficele următoare reflectă evoluția în timp a prețurilor reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat, în perioada 1 iulie 2008 - 31 decembrie 2017:





### 3.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale

În conformitate cu prevederile art. 102 din Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, ministerul de resort monitorizează aspectele privind siguranța alimentării, în special privind echilibrul cerere/ofertă de pe piața națională, la nivelul cererii viitoare prognozate și al rezervelor disponibile, la capacitatea suplimentară avută în vedere, planificată sau în construcție, la calitatea și nivelul de întreținere a rețelelor, precum și la măsurile necesare pentru a se face față vârfurilor de cerere și deficitului de alimentare a unuia sau mai multor furnizori. În acest sens, publică la fiecare 2 ani, până la 31 iulie, un raport care să evidențieze constatările făcute în monitorizarea acestor aspecte, precum și orice măsuri luate sau preconizate în vederea abordării lor și înaintează imediat acest raport Comisiei Europene.

## 4. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale

### 4.1. Protecția consumatorilor

#### 4.1.1. Energie electrică

Legea energiei electrice și gazelor naturale nr.123/2012, cu completările și modificările ulterioare, definește „*clientul vulnerabil*” ca fiind clientul final aparținând unei categorii de clienți casnici care, din motive de vârstă, sănătate sau venituri reduse, se află în risc de marginalizare socială, și care, pentru prevenirea acestui risc, beneficiază de măsuri de protecție socială, inclusiv de natură financiară. Măsurile de protecție socială, precum și criteriile de eligibilitate pentru aceștia se stabilesc prin acte normative. Clienții vulnerabili sunt principalii beneficiari ai ajutoarelor sociale avute în vedere în procesul de renunțare treptată la prețurile/tarifele reglementate.

În conformitate cu prevederile “*Procedurii privind condițiile și modul de acordare a tarifului social consumatorilor casnici de energie electrică*”, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 38/2005 cu modificările și completările ulterioare, consumatorii vulnerabili cu venitul mediu lunar pe membru de familie mai mic sau egal cu salariul minim pe economie stabilit prin Hotărâre de Guvern au dreptul să opteze pentru tariful social. Tariful social a fost proiectat pe tranșe de consum cu prețuri diferențiate progresiv crescătoare, astfel încât până la limita de 90 kWh/lună prețul mediu de revenire este mai mic decât cel rezultat prin aplicarea oricărui alt tarif pentru consumatorii casnici alimentați la joasă tensiune. De acest tarif social beneficiau la sfârșitul anului 2017, **10,26%** din consumatorii casnici din piața reglementată, comparativ cu anul 2016 când acest procent era de **10,96%**.

Având în vedere parcurgerea ultimei etape din calendarul de eliminare a tarifelor reglementate de energie electrică, cu termen final 31.12.2017, sunt necesare următoarele precizări pentru **clienții casnici**:

- Piața de energie electrică este deschisă complet, ceea ce înseamnă că orice client final de energie electrică poate încheia un contract de furnizare cu orice furnizor activ pe piața de energie electrică.
- Clienții casnici au dreptul necondiționat la serviciul universal (SU), respective furnizarea de energie electrică să se facă în condiții de calitate și la prețuri rezonabile, transparente, ușor comparabile și nediscriminatorii, conform reglementărilor ANRE.
- Pe piața cu amănuntul de energie electrică activează:
  - Furnizori de ultimă instanță (FUI) care au obligația de a furniza clienților casnici energie electrică în regim de SU;
  - Furnizori concurențiali, care au dreptul de a furniza energie electrică tuturor categoriilor de clienți finali, în condiții contractuale liber convenite de părți.
- FUI desemnați de către ANRE sunt în prezent:
  - Electrica Furnizare S.A. - pentru zonele Muntenia Nord, Transilvania Nord și Transilvania Sud
  - CEZ Vânzare S.A. - pentru zona Oltenia
  - E.ON Energie România S.A. - pentru zona Moldova
  - Enel Energie S.A. - pentru zonele Banat și Dobrogea
  - Enel Energie Muntenia S.A. - pentru zona Muntenia Sud 2

- Clientul casnic poate uza oricând de eligibilitate, având dreptul de a-și schimba furnizorul de energie electrică în conformitate cu prevederile procedurii aprobate prin Ordinul ANRE nr. 105/2014:
  - în mod gratuit, cu respectarea clauzelor din contractul de furnizare în vigoare;
  - în maxim 3 săptămâni de la transmiterea de către client a notificării de denunțare a contractului de furnizare în vigoare.
- Până la data de 31.12.2017, FUI aplică:
  - clienților casnici care nu au uzat de eligibilitate, tarife reglementate aprobate de ANRE (în cazul semestrului II 2017, pentru 10% din consumul de energie electrică) și tarife tip Componentă de Piață Concurențială-CPC (în cazul semestrului II 2017, pentru 90% din consumul de energie electrică);
  - clienților casnici care, după ce au uzat de eligibilitate, au revenit la FUI, tarife CPC pentru întregul consum de energie electrică;
- **Începând cu data de 01.01.2018, ca urmare a finalizării calendarului de dereglementare, nu vor mai exista tarife reglementate aprobate de ANRE**, consumul clienților casnici urmând a fi facturat la tarife/prețuri pentru serviciul universal avizate de către ANRE.
- Clienții casnici care au uzat de eligibilitate încheind contract/contracte de furnizare energie electrică în regim concurențial pot reveni oricând și de câte ori doresc la furnizarea în regim de SU, în acest caz consumul de energie electrică al acestora urmând a fi facturat integral de către FUI:
  - la tarife CPC avizate de către ANRE, pentru consumul înregistrat până la data de 31.12.2017;
  - la tarife/prețuri pentru serviciul universal avizate de către ANRE, pentru consumul înregistrat după data de 01.01.2018.

Au dreptul la SU și **clienții noncasnici** cu un număr de salariați mai mic de 50 și o cifră de afaceri anuală sau o valoare totală a activelor din bilanțul contabil conform raportărilor fiscal anuale care nu depășește 10 milioane de euro, aceștia putând beneficia de acest drept pe baza solicitării și a documentelor doveditoare transmise FUI.

În anul 2017, ANRE a dezvoltat un instrument prin care clienții finali pot compara ofertele de furnizare energie electrică ale furnizorilor din România. Aplicația **poate fi accesată în cadrul site-ului ANRE**, folosind link-ul <http://www.anre.ro/ro/info-consumatori/comparator-de-tarife>.

Comparatorul a fost dezvoltat pentru a pune la dispoziția utilizatorilor racordați la sistemul energetic național un instrument independent, echidistant și noncomercial care să permită compararea prețurilor de furnizare a energiei electrice.

Pentru utilizarea aplicației, utilizatorii aleg criteriile prevăzute în ecranul de selecție și după finalizarea selecției aplicația afișează rezultatul sub forma unei liste cu ofertele furnizorilor care respectă criteriile introduse de utilizator, ordonate crescător în funcție de prețul energiei electrice. Suplimentar aplicația afișează și raportul dintre prețul energiei electrice din oferta furnizorilor și valoarea tarifului CPC aplicat de furnizorii de ultimă instanță. În momentul afișării rezultatelor utilizatorii pot afla și alte detalii relevante, respectiv condițiile asociate ofertei (termenul de plată, modalitatea de transmitere a facturii, durata contractului, etc), precum și perioada de valabilitate a ofertei. În perioada 1 iunie - 31 decembrie 2017, comparatorul a fost accesat de un număr de 81928 utilizatori unici din: România (95,28%), Germania (1,19%), Marea Britanie (0,82%), Franța (0,33%), Italia (0,27%). Timpul mediu

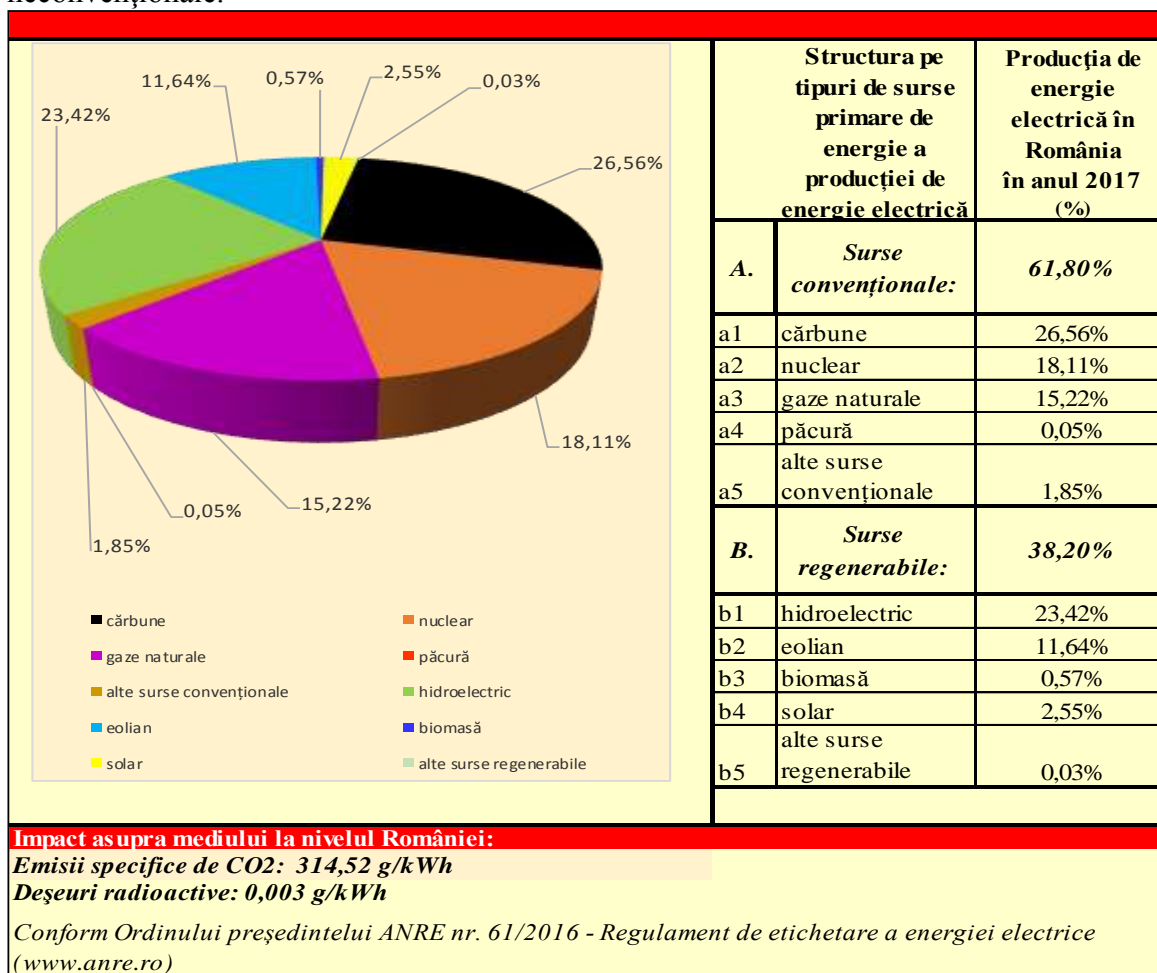


petrecut de un utilizator pe pagina a fost de 4 minute si 45 secunde, iar 82 de furnizori au încarcat date în comparatorul de tarife.

În conformitate cu prevederile *Regulamentului de etichetare a energiei electrice*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 61/2016**, pe baza declarațiilor producătorilor de energie electrică referitoare la cantitatea totală de energie electrică produsă în anul 2017 s-a calculat structura pe tipuri de surse primare de energie a producției de energie electrică din România.

În anul 2017, valorile specifice medii la nivel național ale emisiilor de CO<sub>2</sub> și deșeurilor radioactive rezultate din producerea energiei electrice au fost de 314,52g/kWh, respectiv de 0,003 g/kWh. Prin raportarea la aceste valori, furnizorii de energie electrică specifică în etichetele proprii elaborate dacă energia electrică pe care au furnizat-o clienților finali în anul 2017 a avut impact asupra mediului înconjurător *sub/peste* media națională.

Pornind de la datele obținute în procesul de elaborare a etichetei naționale, în graficul următor este prezentată structura energiei electrice produse în unități de producere dispecerizabile și nedispicerizabile, raportată de 614 titulari de licență pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice, calculată pe tipuri de resurse convenționale și neconvenționale.



Valorile specifice medii ale emisiilor de CO<sub>2</sub> pe tipuri de surse primare de energie, prezentate în tabelul următor, sunt determinate ca medie ponderată a emisiilor specifice realizate și a energiei electrice produse de fiecare producător pe fiecare tip de sursă primară:

Sursă primară de energie	Emisii specifice CO2 [g/kWh]
Cărbune	911,14
Gaze naturale	407,04
Păcură	599,74
Alte surse convenționale	553,15
Surse regenerabile	0
<b>Media sectorială</b>	<b>314,52</b>

În vederea responsabilizării furnizorilor de energie electrică în a informa corect, complet și precis proprii clienți finali, ANRE a stabilit un sistem unitar de raportare referitor la desfășurarea activității de informare a clienților finali ai furnizorilor de energie electrică, astfel încât să permită monitorizarea mai riguroasă a îndeplinirii obligațiilor de informare ale acestora. **Activitatea de informare a consumatorilor finali de energie electrică, desfășurată în cursul anului 2017 de către titularii de licență** pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, în conformitate cu prevederile *Regulamentului privind activitatea de informare a clienților finali de energie electrică și gaze naturale*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 96/2015** este publicată pe pagina de internet ANRE la adresa <http://www.anre.ro/ro/energie-electrica/informatii-de-interes-public/furnizare-catre-consumatori/raport-informare-consumatori1434019306>.

În anul 2017, ponderea titularilor de licențe pentru activitatea de furnizare a energiei electrice care au întocmit și înaintat ANRE rapoarte privind activitatea de informare a clienților finali a fost de 84%.

Ponderea clienților finali informați de către titularii de licențe pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, la consumatorii finali, în anul 2017, este de 99%.

Din raportările primite se constată că activitatea de informare a consumatorilor în cursul anului 2017 s-a realizat astfel:

- Informarea consumatorilor prin mass-media scrisă națională și/sau locală a fost realizată de către 69% din furnizorii pentru care numărul de clienți finali este mai mare de 1000 pentru oricare din lună a anului calendaristic;
- Informarea consumatorilor prin intermediul materialelor informative a fost realizată în proporție de 47% de către titularii de licențe pentru activitatea de furnizare a energiei electrice monitorizați;
- Informarea consumatorilor prin intermediul paginii de internet a fost realizată de 93% din furnizorii monitorizați, restul de 7% având pagina de internet în construcție sau incompletă.
- Cele mai întâlnite domenii asupra cărora titularii de licențe pentru activitatea de furnizare a energiei electrice și-au informat clienții finali sunt: prețuri și tipuri de tarife aplicate (13%), drepturile și obligațiile clienților finali (11%), precum și principalele clauze ale contractului de furnizare (10%).
- Metodele cele mai folosite de către clienți în scopul informării au fost: discuțiile telefonice (23%), publicarea informațiilor pe pagina proprie de internet (21%) și distribuirea de materiale informative la punctele de relații cu clienții/compartimentele de informare (20%).
- Cele mai întâlnite subiecte în apelurile telefonice ale consumatorilor primite la numărul dedicat consumatorilor sunt: informații privind măsurarea, facturarea,

calculul consumului de energie electrică (48%), solicitări de informații privind modalitatea de schimbare a furnizorului (20%); întreruperi accidentale sau programate (17%).

Comparativ cu anul 2016, în anul 2017 se remarcă o creștere a frecvenței întrebărilor consumatorilor referitoare la referitoare la taxele suplimentare din factura de energie (certIFICATE VERZI), procedura de schimbare a furnizorului, solicitări de informații privind întreruperile în alimentarea cu energie electrică și întrebări referitoare la alimentarea cu energie electrică a unui loc de consum nou.

În urma centralizării și analizării raportărilor primite din partea *furnizorilor de energie electrică*, aferente anului 2017, transmise conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 16/2015 pentru aprobarea *Procedurii-cadru privind obligația furnizorilor de energie electrică și gaze naturale de soluționare a plângerilor clienților finali*, au rezultat următoarele concluzii:

- din numărul total de **110 titulari de licență de furnizare energie electrică monitorizați, 91 au transmis ANRE raportările privind soluționarea plângerilor clienților finali**. Numărul de plângeri primite din partea **consumatorilor casnici** a fost de **26336**, iar din partea **consumatorilor noncasnici** a fost de **6850**.

Numărul total de consumatori care au fost integrați în **sisteme de măsurare inteligentă** în perioada 2015-2017 este de 443.000, ceea ce reprezintă 4,8 % din numărul total de 9,24 milioane de consumatori alimentați la nivelul de joasă tensiune (procent care variază de la operator la operator între 0 și 12 %). Costul investițional aferent acestor lucrări este de cca. 164,8 milioane lei, iar costul unitar rezultat este de 372 lei. Se constată o variație mare a costurilor unitare între proiectele operatorilor din cauza soluției tehnice alese și, după identificarea soluției optime, există posibilitatea reducerii costului unitar al investiției (de exemplu costul unitar al investiției a scăzut cu 52 % în anul 2016 față de anul 2015).

#### 4.1.2. Gaze naturale

În anul 2017, ANRE a dezvoltat un instrument prin care clienții finali pot compara ofertele-tip de furnizare a gazelor naturale din România. Aplicația web interactivă denumită "Comparator oferte-tip de furnizare a gazelor naturale" poate fi accesată în cadrul site-ului ANRE, începând cu 1 iunie 2017, folosind link-ul <http://www.anre.ro/ro/info-consumatori/comparator-oferte-tip-de-furnizare-a-gn>.

Comparatorul de oferte-tip de furnizare a gazelor naturale (denumit în continuare Comparator) este implementat ca urmare a prevederilor art. 5 din **Ordinul ANRE nr. 106/2014** privind modalitățile de informare a clienților finali de către furnizorii de gaze naturale cu privire la condițiile comerciale de furnizare a gazelor, care a creat premisele necesare pentru ca ANRE să realizeze și să pună la dispoziția persoanelor interesate un instrument independent și necomercial care să permită compararea prețurilor de furnizare și a condițiilor oferite de furnizorii de gaze naturale, înainte de a alege un anumit furnizor sau o anumită ofertă-tip. Potrivit acestui act normativ, toți furnizorii de gaze naturale care elaborează și publică prin mijloace proprii oferte-tip, au obligația să introducă informații referitoare la acestea și în baza de date a Comparatorului. Totodată, furnizorii au obligația să introducă în această bază de date orice nouă ofertă-tip și orice modificare a ofertelor-tip existente în termen de 5 zile lucrătoare de la data lansării sau a modificării acesteia.

Utilizarea Comparatorului se face foarte simplu, în doar doi pași: utilizatorii aleg criteriile de selecție și primesc o listă cu ofertele-tip. Dintre toate ofertele-tip introduse de furnizori în

baza de date, Comparatorul le afișează pe acelea care respectă criteriile introduse de utilizator și le ordonează în ordinea crescătoare a prețului de furnizare a gazelor naturale aferent fiecărei oferte-tip. În momentul afișării rezultatelor utilizatorii pot afla și alte detalii relevante, respectiv câteva condiții asociate ofertei-tip (termenul de plată, modalitatea de transmitere a facturii, durata contractului și informații privind garanțiile solicitate, după caz), precum și perioada de valabilitate a ofertei-tip. Suplimentar, utilizatorul are posibilitatea introducerii unor date pentru comparare, respectiv prețul de furnizare din contractul actual și consumul anual, situație în care se efectuează o comparație și cu costurile sale actuale.

De la lansarea Comparatorului, respectiv începând cu data de 1 iunie și până la data de 31 decembrie 2017, acesta a fost accesat de un număr de **21.345 utilizatori** care au petrecut un timp mediu de aprox. 4 minute și jumătate în cadrul acestuia. Dintre aceștia, aproximativ 95% din utilizatori au fost din România, iar restul de 5% din afara țării, din care amintim 1,63 % din Germania, 0,83% din Marea Britanie, 0,27% din Franța și 0,23% din SUA.

Numărul total de oferte-tip de furnizare a gazelor naturale disponibile spre consultare în cadrul Comparatorului dezvoltat de ANRE a fost de 161, acestea fiind introduse de 91 de furnizori.

**Activitatea de informare a consumatorilor finali de gaze naturale desfășurată în cursul anului 2017 de către titularii de licență** pentru activitatea de furnizare, în conformitate cu prevederile *Regulamentului privind activitatea de informare a clienților finali de energie electrică și gaze naturale*, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 96/2015**, este publicată pe pagina de internet ANRE la adresa <http://www.anre.ro/ro/gaze-naturale/informatii-de-interes-public/furnizori-gaze-naturale/raport-informare-consumatori>

În anul 2017, ponderea furnizorilor de gaze naturale care au întocmit și au înaintat ANRE rapoarte privind activitatea de informare a clienților finali a fost de 88%. Ponderea consumatorilor finali informați de către furnizorii de gaze naturale, în anul 2017, a fost de 99,31%.

Din raportările primite se constată că activitatea de informare a consumatorilor în cursul anului 2017 s-a realizat astfel:

- Informarea consumatorilor prin mass-media scrisă națională și/sau locală a fost realizată în proporție de 84% de către titularii de licențe pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale monitorizați,
- 69% dintre consumatori au fost informați prin intermediul materialelor informative distribuite de titularii de licențe de furnizare a gazelor naturale,
- Informarea consumatorilor prin intermediul paginii de internet a fost realizată de 92% din furnizorii monitorizați, restul de 8% având pagina de internet în construcție sau incompletă,
- Metodele cele mai uzuale alese de furnizori în scopul informării au fost: afișarea pe site a informațiilor (28%), discuțiile telefonice (27%) și distribuirea de materiale informative la punctele de relații cu clienții/compartimentele de informare (21%).
- Furnizorii au acordat atenție sporită informării în legătură cu drepturile și obligațiile clienților finali (12%), prețurile și tipurile de tarife reglementate (12%), modalități de măsurare, facturare, conținutul facturii și mijloacele de plată (10%), procedura și etapele necesare procesului de schimbare a furnizorului (9%).

Comparativ cu anul 2016, în anul 2017 se remarcă o creștere a frecvenței întrebărilor consumatorilor referitoare la tarifele aplicate, verificarea tehnică/revizia obligatorie (o dată la 2 ani) a instalației de utilizare a gazelor naturale, întrebări cu privire la racordarea unui loc nou de consum, respectiv solicitare de informații referitoare la procedura, etapele și documentele necesare procesului de schimbare a furnizorului de gaze naturale.

În urma centralizării și analizării raportărilor primite din partea *furnizorilor de gaze naturale*, aferente anului 2017, transmise conform prevederilor Ordinului ANRE nr. 16/2015 pentru aprobarea *Procedurii-cadru privind obligația furnizorilor de energie electrică și gaze naturale de soluționare a plângerilor clienților finali*, au rezultat următoarele concluzii:

- din numărul total de **82 titulari de licență de furnizare gaze naturale monitorizați, 61 au transmis ANRE raportările privind soluționarea plângerilor clienților finali**. Numărul de plângeri primite din partea **consumatorilor casnici** a fost de **23335**, iar din partea **consumatorilor noncasnici** a fost de **6168**.

## 4.2. Rezolvarea disputelor

### Reclamații ale clienților finali

**Obligațiile de gestionare a reclamațiilor clienților finali** sunt înscrise în condițiile de acordare a licenței, în contractele cadru precum și în standardele de furnizare. Titularii de licență de furnizare trebuie să asigure înregistrarea, investigarea și soluționarea reclamațiilor făcute la adresa lor de către clienții finali. Este obligatorie existența unui compartiment care să preia orice reclamație făcută la adresa titularului licenței de un client final care se consideră lezat de practicile titularului licenței. Se întocmește și se menține un registru de evidență a cererilor, sesizărilor și reclamațiilor adresate de către clienții finali, precum și a modului de soluționare a acestora.

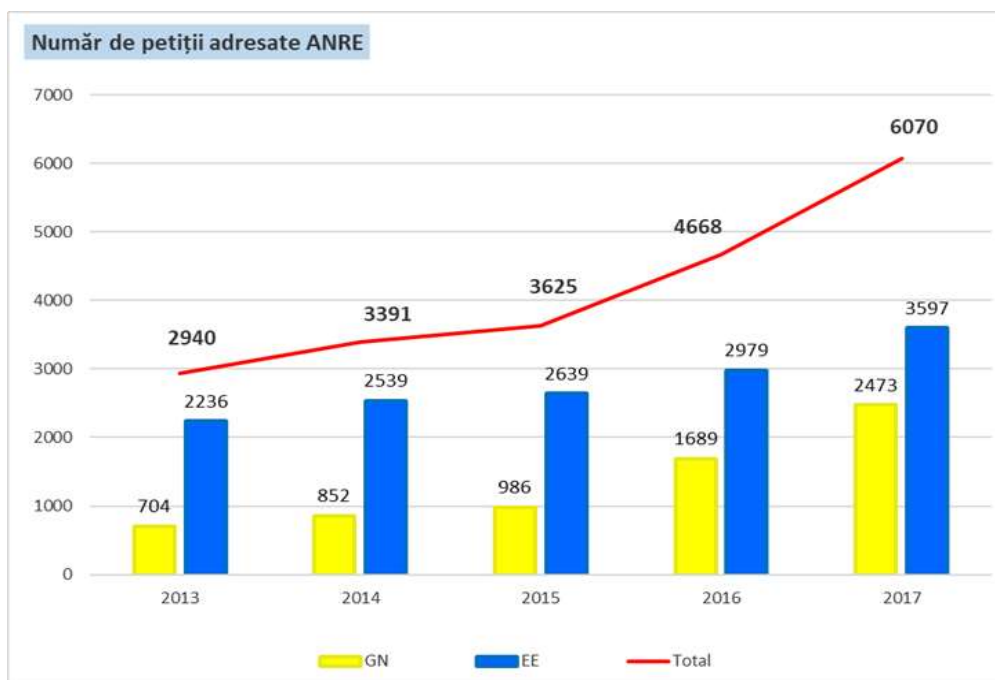
În cazul în care clientul final nu este mulțumit de răspunsul primit din partea operatorului economic, acesta se poate adresa ANRE care, în baza prevederilor OG nr. 27/2002, cu modificările și completările ulterioare, analizează și formulează răspunsuri cu privire la aspectele prezentate în petiții. Pentru petițiile care necesită verificări suplimentare se solicită acțiuni de control.

Modul de rezolvare a petițiilor este diferit, în funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri, explicații și referiri la legislația în vigoare, verificări la fața locului, până la discuții directe cu părțile implicate.

În cazul când problemele sesizate în petiții, referitoare la nerespectarea unor prevederi legale, de către operatorii economici se dovedesc îndreptățite, ANRE transmite acestora scrisori de atenționare prin care se stabilesc măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau sunt luate măsuri legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

În anul 2017 au fost înregistrate și soluționate un număr de **6070** petiții, formulate de către persoane fizice și juridice beneficiare/solicitanți a serviciilor prestate de către operatorii economici din sectoarele energiei electrice, gazelor naturale și energiei termice. Din numărul total, în sectorul energiei electrice și termice au fost înregistrate **3597** petiții iar în sectorul gazelor naturale **2473** petiții. Evoluția numărului de petiții este prezentată în tabelul următor:

Nr crt	Sector / Anul	2013	2014	2015	2016	2017
1	Energie electrică	2236	2539	2639	2979	3597
2	Gaze naturale	704	852	986	1689	2473
	Total	<b>2940</b>	<b>3391</b>	<b>3625</b>	<b>4668</b>	<b>6070</b>



Petițiile au fost transmise spre analiză și soluționare pe adresa ANRE în mod direct, în număr de **4998** și în mod indirect, redirecționate prin intermediul altor instituții publice, în număr de **1082**. Situația petițiilor adresate indirect se prezintă astfel:



Situația petițiilor redirecționate de alte instituții publice la ANRE:

Nr. crt	Instituția	Număr petiții
---------	------------	---------------



1	Administrația Prezidențială a României	7
2	Guvernul României	55
3	Parlamentul României	18
4	Ministere	104
5	Direcția Națională Anticorupție (DNA)	2
6	Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor (ANPC)	745
7	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice (ANRSC)	100
8	Prefecturi, Consilii Județene, Primării	25
9	Avocatul poporului	3
10	Altele	23
	<b>Total</b>	<b>1082</b>

Pentru identificarea principalelor probleme care sunt prezentate de petenți, a fost întocmită o clasificare a petițiilor, în vederea identificării prevederilor legislative care sunt necesar a fi modificate, dacă este cazul și îmbunătățirea serviciilor furnizate către clienți, în scopul creșterii satisfacției acestora.

Principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul energiei electrice:

Nr. Crt	Principalele probleme semnalate	Număr petiții	[%]
1	Contractare/Facturare energie electrică	1259	35
2	Calitatea energiei electrice	645	17,9
3	Acces la rețea	332	9,2
4	Energie termică	274	7,6
5	Măsurare energie electrică	179	4,9
6	Suspiciune sustragere de energie electrică	164	4,5
7	Schimbare furnizor	130	3,6

Principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul gazelor naturale:

Nr. crt	Principalele probleme semnalate	Număr petiții	[%]
1	Instalații de utilizare (verificari/revizii, detectoare)	1010	41
2	Racordare la sistem	435	18
3	Contractare, facturare	390	16
4	Furnizare (sistare, calitate)	143	6
5	Acces la sistem	150	6

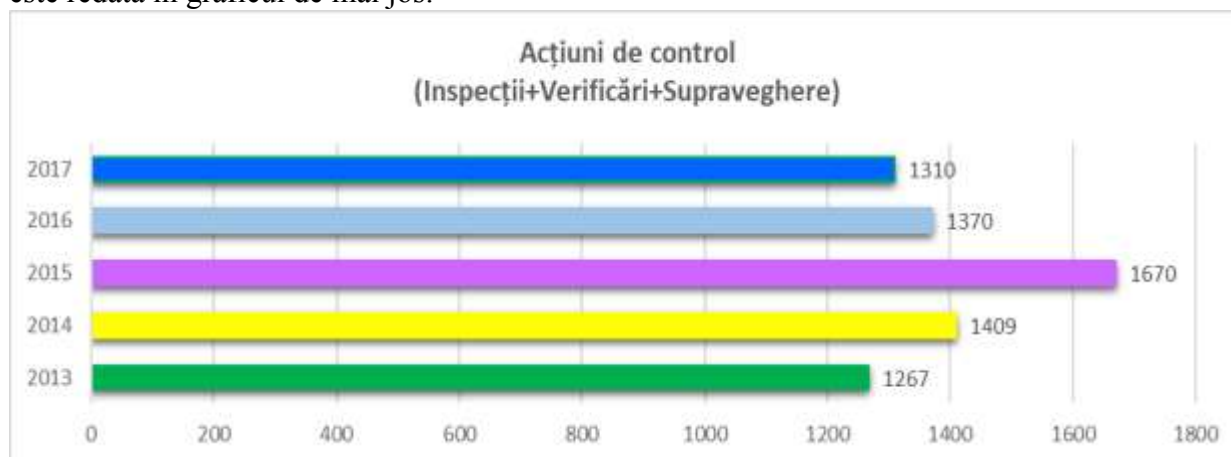
Activitatea de control a ANRE s-a desfășurat în baza atribuțiilor stabilite de legislația în vigoare și a fost realizată în conformitate cu programul anual de control, aprobat de președintele ANRE, prin acțiunile de control de tip inspecție și suplimentar prin acțiuni de control de tip verificare și supraveghere, rezultate din activitățile curente ale compartimentelor de specialitate din cadrul ANRE.

În anul 2017, s-au efectuat **646 acțiuni de control de tip inspecție**. În afara acțiunilor de control de tip inspecție, prevăzute în programul de control aferent anului 2017, au fost efectuate suplimentar: 200 acțiuni de control de tip verificare și 464 de acțiuni de control de tip supraveghere. Acțiunile de control au vizat cu preponderență titularii de licențe /autorizații /atestare emise de către ANRE.

Situația acțiunilor de control, pe categorii de operatori economici supuși controlului este redată în tabelul de mai jos.

Tip acțiune de control	Licențiați		Atestați/Autorizați		Eficiență Energetică		Alții
	Energie Electrică	Gaze Naturale	Energie Electrică	Gaze Naturale	Etichetare	Mari consumatori	
<b>Inspecție (646)</b>	46	154	207	123	39	77	
<b>Verificare (200)</b>	94	75	2	17	-	-	12
<b>Supraveghere (464)</b>	273	185	-	6	-	-	
<b>Subtotal</b>	413	414	209	206	39	77	12
<b>Total</b>	<b>827</b>		<b>415</b>		<b>116</b>		<b>12</b>

Evoluția numărului total al acțiunilor de control efectuate de către ANRE în ultimii cinci ani este redată în graficul de mai jos:



Tematicile acțiunilor de control, desfășurate la titularii de licențe în domeniul energiei electrice și în domeniul gazelor naturale, au constat în principal în verificarea modului în care au fost respectate dispozițiile legale în vigoare privind:

- verificarea aplicării regimului de denunțare a contractelor de vânzare-cumpărare (sistare a livrărilor de energie electrică) pentru toți cumpărătorii aflați în portofoliul societății și pentru toși clienții finali aflați în portofoliul societății;
- alocarea cantităților de gaze naturale rezultate din activitatea de producție necesare acoperirii consumului clienților casnici și producătorilor 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;
- obligația de tranzacționare a gazelor naturale pe piețele centralizate;
- obligația de achiziție de certificate verzi;
- obligația constituirii de garanții financiare de către furnizorii de energie;
- indicatorii de performanță stabiliți prin standardele de performanță pentru serviciile de distribuție energiei electrice și a gazelor naturale, pentru activitățile de furnizare a

energiei electrice și a gazelor naturale, pentru serviciul de transport și de sistem al energiei electrice și al gazelor naturale;

- actualizarea caracteristicilor tehnice ale sistemelor de distribuție a gazelor naturale;
- afișarea pe site-urile titularilor de licențe a informațiilor/documentelor prevăzute de reglementările în vigoare;
- revânzarea energiei electrice;
- racordarea la rețelele electrice de interes public;
- racordarea la sistemul de distribuție al gazelor naturale;
- accesul la sistemul de distribuție și de transport a gazelor naturale;
- certificarea conformității centralelor electrice fotovoltaice și/sau eoliene;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor electrice;
- întocmirea și transmiterea rapoartelor de activitate și de informare a consumatorilor;
- respectarea condițiilor de valabilitate ale atestatelor și autorizațiilor deținute;
- obținerea licențelor pentru activitatea de furnizare a GPL;
- eficiența energetică a marilor consumatori de energie;
- eficiența și etichetarea energetică pentru introducerea pe piață a aparatelor electrocasnice.

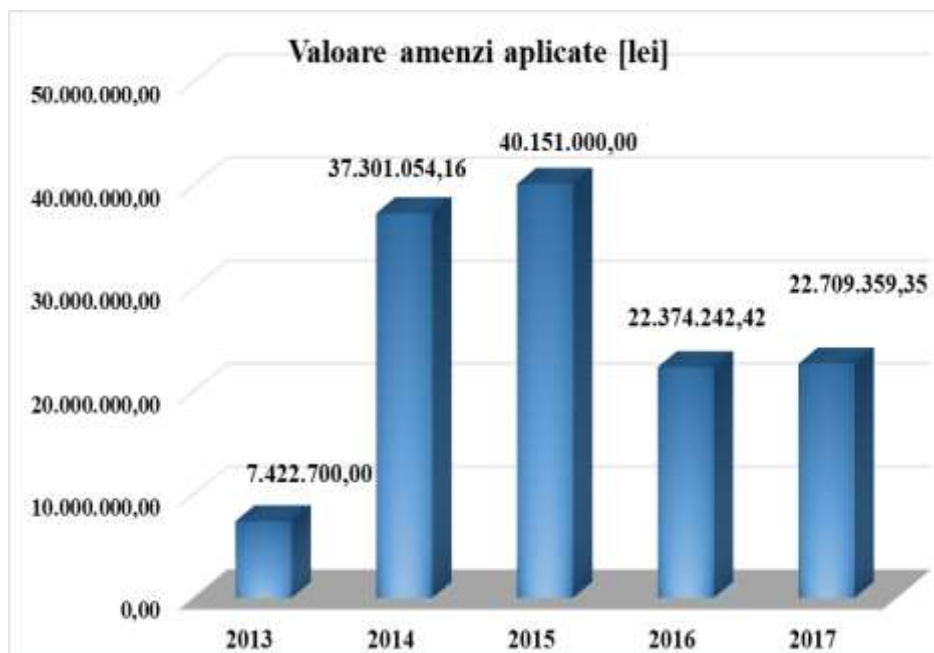
În urma acțiunilor de control efectuate, în anul 2017, au fost întocmite **710 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**, fiind aplicate pentru neregulile constatate un număr de **993** sancțiuni contravenționale, repartizate astfel;

- **518** în domeniul energiei electrice;
- **439** în domeniul gazelor naturale;
- **36** în domeniul eficienței energetice

Prin procesele – verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, au fost aplicate amenzi în cuantum total de **22.709.359,35 lei**.

Din totalul de 710 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, 16 au fost aplicate unor persoane fizice și 694 au fost aplicate unor agenți economici. Modul de repartizare a sancțiunilor contravenționale și cuantumul amenzilor aplicate este evidențiat în tabelul de mai jos:

<b>Repartizarea sancțiunilor pe tipuri de operatori economici</b>		
<b>Tip Operator Economic</b>	<b>Nr. total sancțiuni aplicate</b>	<b>Sumă totală amenzi aplicate (lei)</b>
Licențiați EE	450	16.478.152,02
Licențiați GN	344	5.145.798,30
Atestați EE	21	54.000,00
Autorizați GN	86	627.000,00
Acreditați CV	11	2.163,12
Eficiență Energetică	36	93.245,91
Alții EE (PF, PFA, Dezvoltatori, OD)	36	230.000,00
Alții GN (PF, PFA, Dezvoltatori, OD)	9	77.000,00
<b>Total</b>	<b>993</b>	<b>22.709.359,35</b>



### Soluționarea neînțelegerilor precontractuale

În anul 2017, a fost înregistrată și soluționată o singură cerere de mediere a unor neînțelegeri apărute la încheierea unui contract în domeniul gazelor naturale, prin emiterea răspunsului ANRE în condițiile și la termenele stabilite prin prevederile Ordinului ANRE nr. 35/2013.

### Soluționarea plângerilor împotriva operatorilor de rețea

Au fost înregistrate și soluționate 2 plângeri împotriva operatorilor de rețea din domeniul energiei electrice, prin emiterea răspunsurilor ANRE în condițiile și la termenele stabilite prin prevederile Ordinului ANRE nr. 105/2015.

### Soluționarea disputelor pe piața angro și cu amănuntul

Pentru soluționarea disputelor apărute în derularea contractelor între participanții la piețele angro și cu amănuntul de energie electrică, respectiv gaze naturale, a fost emis **Ordinul ANRE nr. 61/2013** pentru aprobarea *Regulamentului privind organizarea și funcționarea comisiei pentru soluționarea disputelor pe piața angro și cu amănuntul apărute între participanții la piața de energie electrică și gaze naturale.*

Pe parcursul anului 2017 au fost supuse soluționării un număr de **10 dispute apărute între participanții la piața de energie electrică** atât pe piața angro, cât și pe piața cu amănuntul de energie electrică.

În urma analizării documentațiilor anexate cererilor de soluționare a disputelor, a audierilor care au avut loc, precum și a dezbaterilor, au fost emise 6 hotărâri. Pentru 4 cereri de soluționare a disputelor procedura de soluționare nu a putut fi declanșată întrucât din documentele transmise nu a rezultat parcurgerea etapei de conciliere la nivelul părților aflate în dispută; ulterior răspunsurilor transmise, părțile implicate în dispută nu au mai revenit cu cereri noi.

**În cursul anului 2017 au fost primite 23 cereri de soluționare a disputelor în sectorul gazelor naturale.**

Posibilitatea de contestare a actelor administrative cu caracter individual sau normative ale reglementatorului constituie un factor important în asigurarea responsabilității acestuia față de consumatori. Astfel, ordinele și deciziile emise de ANRE pot fi contestate în justiție de către persoanele fizice sau juridice care consideră că, prin aplicarea reglementărilor respective, le-au fost încălcate anumite drepturi.

**Situația curentă privind gestionarea dosarelor în instanță în anul 2017 se prezintă astfel:**

**Dosare care au ca obiect anularea de procese verbale:**

- 94 de dosare în derulare aflate în fond/apel
- 95 dosare soluționate definitiv favorabile ANRE
- 13 dosare definitiv pierdute de ANRE.

**Dosare care au ca obiect anularea de acte administrative:**

- 212 dosare în derulare aflate în fond/recurs
- 14 dosare soluționate definitiv favorabile ANRE
- 4 dosare definitiv pierdute de ANRE
- 3 dosare definitiv pierdute de ANRE pe acte ale Curții de Conturi.