



RAPORT NAȚIONAL 2018

31 iulie 2019

Str. Constantin Nacu, nr. 3, Sector 2, București, Cod poștal: 020995

Tel: (021) 327 8100. Fax: (021) 312 4365. E-mail: anre@anre.ro. Web: www.anre.ro



CUPRINS

1. Introducere	4
2. Realizări importante privind piețele de energie electrică și gaze naturale	5
2.1. Piața energiei electrice	5
2.2. Piața gazelor naturale	9
2.3. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale	11
3. Piața energiei electrice	12
3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea	12
3.1.1. Separarea activităților	12
3.1.2. Funcționare tehnică	15
3.1.3. Tarife de rețea și racordare	44
3.1.4. Aspecte transfrontaliere	53
3.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene	90
3.2. Promovarea concurenței	79
3.2.1. Piața angro de energie electrică	93
3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică	112
3.2.2.1 Monitorizarea prețurilor, a nivelului de transparență, a gradului de deschidere al pieței și a concurenței	112
3.2.2.2 Recomandări privind prețurile de furnizare, investigații și măsuri de promovare a concurenței	116
3.3. Securitatea alimentării cu energie	129
3.3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă	129
3.3.2. Monitorizarea realizării investițiilor în capacități de producere în raport cu siguranța în alimentare	132
4. Piața gazelor naturale	147
4.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea	147
4.1.1. Separarea activităților	147
4.1.2. Funcționare tehnică	148
4.1.3. Tarife de rețea și racordare	170
4.1.4. Aspecte transfrontaliere	183
4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene	196
4.2. Promovarea concurenței	197
4.2.1. Piața angro de gaze naturale	198
4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale	204
4.2.3. Recomandări privind prețurile de furnizare, investigații și măsuri de promovare a concurenței	210
4.3. Securitatea alimentării cu gaze naturale	214
5. Protecția consumatorilor și rezolvarea disputelor în sectorul energiei electrice și gazelor naturale	215
5.1. Protecția consumatorilor	215
5.1.1. Protecția consumatorilor	215
5.1.2. Gaze naturale	221
5.2. Rezolvarea disputelor	225

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. Introducere



Cadrul instituțional și legal pe baza căruia Autoritatea trebuie să ia decizii și calitatea deciziilor luate de aceasta reprezintă dimensiuni definitorii pentru elaborarea unui set eficient de reglementări, capabil să sprijine o bună performanță a sectorului energetic. Crearea unui sistem de reglementări orientat către consumator, care să răspundă și exigențelor unei piețe de energie cu adevărat funcționale, reprezintă unul din obiectivele pe care ANRE le urmărește în vederea dezvoltării unei legislații secundare mai clare și mai transparente.

În acest context, în anul 2018, Autoritatea a funcționat într-o nouă structură, fapt ce a determinat-o să fie mai atentă și mai flexibilă în comunicarea cu actorii din piață și totodată să fie mai bine pregătită pentru realizarea obiectivelor de reglementare, actuale și de perspectivă. Pentru o abordare unitară și coerentă a problematicii sectorului și pieței energetice din punct de vedere al legislației secundare, ANRE a parcurs un proces complex de revizuire a acesteia.

Astfel, pentru analiza lucrărilor de investiții și mentenanță realizate în rețelele de transport și de distribuție a energiei electrice, precum și în sistemele de transport, înmagazinare și distribuție a gazelor naturale, inclusiv pentru îmbunătățirea eficienței energetice a acestora a fost înființată *Direcția monitorizare și analiză investiții*.

O altă entitate organizatorică importantă și nou înființată este *Direcția monitorizare REMIT*, în sarcina căreia intră activitatea de monitorizare a funcționării pieței interne de energie electrică și gaze naturale în scopul evaluării nivelului de eficiență, concurență și transparență pe piață, a identificării practicilor anticoncurențiale, a abuzului de piață, inclusiv a practicilor care pot afecta siguranța sistemului energetic național și/sau siguranța în alimentare a clienților finali.

O contribuție importantă la asigurarea bunei funcționări a sectorului energetic a reprezentat-o activitatea de control și protecție a consumatorilor desfășurată în anul 2018, o atenție sporită fiind acordată urmării respectării de către operatorii economici din sector a obligațiilor prevăzute de legislația națională și cea europeană în domeniu.

Obiectivele prioritare ale ANRE rămân și în continuare cele legate de permanenta actualizare și completare a legislației secundare în vederea asigurării dezvoltării sectorului energetic în condiții de concurență, transparență și tratament nediscriminatoriu, precum și de elaborare a unui cadru de reglementare adecvat, care să acorde sprijinul necesar pentru încurajarea unor proiecte de investiții de anvergură, menite să contribuie la diversificarea surselor de energie ale României, în beneficiul consumatorilor finali.

ANRE va continua să se concentreze pe aspecte legate de creșterea eficienței piețelor de energie, armonizarea legislației secundare cu prevederile legislației primare și ale codurilor europene, asigurarea integrării surselor de energie regenerabile într-un mod sigur și fiabil, concomitent cu încurajarea investițiilor și nu în ultimul rând informarea și protecția consumatorilor.

Dumitru Chiriță

Președinte

2. 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 2018 - 31 decembrie 2018, în conformitate cu cerințele ACER-CEER.

2.1. Piața energiei electrice

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

- Din datele colectate lunar de la cei 124 producători de energie electrică deținători de unități dispecerizabile din surse de producere hidroelectrică, nucleară, termoelectrică, eoliană, fotovoltaică și biomasă, în anul 2018 s-a produs o cantitate de energie electrică de **61,97 TWh** față de **61,32 TWh** produși în anul 2017, în timp ce energia electrică livrată de respectivii producători în rețele a reprezentat o cantitate de **58,31 TWh**, față de **57,48 TWh** livrați în anul precedent de producătorii dispecerizabili.
- Cea mai mare cotă de piață, atât din punct de vedere al energiei electrice produse, cât și al celei livrate în rețea, o deține producătorul Hidroelectrică (27,8% la energia produsă și 29,02% la cea livrată), care, cu cei peste 17,2 TWh produși în grupurile sale hidroenergetice, a devansat producătorul CE Oltenia în 2018, cu cca. 3 TWh.
- Pe ansamblu, anul 2018 s-a caracterizat printr-o **creștere a consumului intern de energie electrică** (calculat pe baza energiei livrate în rețele de producătorii dispecerizabili și a soldului comercial import-export) **cu 2,2%** față de cel înregistrat în anul 2017 și **cu 5,4%** față de cel din 2016.
- **Energia intrată în conturul RET în anul 2018 a crescut cu 0,3 %** în raport cu anul precedent, pe fondul creșterii consumului intern net, în condițiile creșterii energiei primite din rețeaua de distribuție cu cca. 7%, a creșterii cu cca. 0,8% a energiei produse de grupurile generatoare care debitează direct în RET și a scăderii fluxurilor fizice de import cu cca. 11% (364 GWh). **Consumul propriu tehnologic aferent RET a crescut cantitativ cu 14 % în raport cu anul precedent.**
- Pe fondul scăderii numărului de evenimente accidentale cu energie nelivrată în anul 2018 față de anul anterior, **se constată o îmbunătățire a indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice** aferenți întreruperilor neplanificate cu energie nelivrată către consumatori datorate OTS (ENS 118,81 MWh în 2018 / 289,46 MWh în 2017 și AIT 1,127 minute/an 2018 / 2,762 minute/an 2017).
- În cazul rețelelor de distribuție, la nivel agregat pe țară, **SAIDI întreruperi planificate** înregistrează **o scădere a valorii medii la 183,58 min./an (față de valoare de 193 min/an în anul 2017)**, peste valoarea de circa 40 - 150 min/an înregistrată în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, **SAIDI**

întreruperi neplanificate înregistrează o scădere la valoarea de 224 min./an (față de 284 min/an în 2017), rămânând totuși peste valoarea de cca. 20 - 100 min/an înregistrată în țările europene avansate.

- **Durata medie a procesului de racordare la JT** a avut o valoare de 90 zile la nivelul întregii țării (față de 83 zile în anul 2017), iar **durata medie a procesului de racordare la MT** a avut o valoare de 235 zile la nivelul întregii țării (față de 234 zile în anul 2017). În schimb costurile medii de racordare în ambele cazuri au scăzut.
- **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 2016¹. Numărul producătorilor de energie din surse regenerabile acreditați la sfârșitul anului 2018 a fost de 766 (6 dintre aceștia având centrale pentru 2 tipuri de tehnologii de producere), repartizați pe tipuri de surse după cum urmează: 66 utilizează energie eoliană, 102 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 2018 capacitatea instalată acreditată în unitățile de producție a E-SRE a fost de 4785 MW. Tot în acest an a fost introdus conceptul de prosumer și înlesnită participarea sa în piață.
- Începând cu 1 iulie 2018, **tariful mediu de transport** a crescut cu 7,53 % față de valoarea aprobată pentru anul tarifar anterior, respectiv perioada 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018.
- **Tarifele medii pentru serviciul de distribuție** a energiei electrice au variat, înregistrând o variație de 2,46 % la înaltă tensiune, - 1,25 % la medie tensiune și 1,91 % la joasă tensiune.
- La nivelul anului 2018, cea mai mare valoare medie anuală a gradului de utilizare a capacității de interconexiune totale alocate, indicator calculat ca medie aritmetică a valorilor lunare, s-a înregistrat, ca și în anul anterior, pe direcția export pe granița cu Serbia (cca. 64%), urmat de exportul către Ungaria (cca. 47%) și importul din Bulgaria (cca. 41%). În cazul exportului către Serbia, se remarcă valori mari ale indicatorului calculat în toate lunile anului, ajungându-se în iulie-august la procente de peste 95%.
- Atingerea obiectivului de interconectare de 15 % pentru anul 2030, se intenționează a se realiza în principal prin implementarea proiectelor de interes comunitar și respectiv prin realizarea proiectelor 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 2018 se prezintă astfel:

Componentele pieței angro	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	2018 (GWh)	Evoluție față de anul 2017 - % -	Pondere din consum intern 2018 - % -
Piața contractelor reglementate	9058	6413	4152	1741	-	▼100,0	-

¹ 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

Componentele pieței angro	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	2018 (GWh)	Evoluție față de anul 2017 - % -	Pondere din consum intern 2018 - % -
Piața contractelor negociate direct	4611	1509	1283	616	438	▼28,9	0,8
Piețe centralizate de contracte bilaterale, din care:	37284	56717	65337	59829	67005	▲12,0	120,2
PCCB-LE	34319	31407	21729	22821	22736	▼0,4	40,8
PCCB-NC	1621	7915	12718	11474	15273	▲33,1	27,4
PC-OTC	1344	17394	30890	25534	28996	▲13,6	52,0
Piața centralizată pentru serviciul universal	-	4592	8046	5601	2208	▼60,6	4,0
Piața pentru Ziua Următoare	21496	22496	25810	24716	23541	▼4,8	42,2
Piața Intrazilnică	64	76	131	152	159	▲4,3	0,3
Piața de Echilibrare	4169	4861	4001	4497	3305	▼26,5	5,9
Export*	8200	10504	8587	6548	5479	▼16,3	9,8

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

*Cantitatea aferentă contractelor de export în anul 2018 include atât cantitățile exportate de furnizori/traderi, cât și exportul realizat prin intermediul CNTEE Transelectrica S.A., în calitatea sa de agent de transfer pentru PZU cuplat.

- În anul 2018 a predominat livrarea energiei tranzacționate pe piețele centralizate de contracte bilaterale de energie electrică organizate la nivelul OPCOM (PC-OTC, PCCB-LE și PCCB-NC), care asigură în special livrarea energiei aferente tranzacțiilor pe contracte încheiate pe termen mediu sau lung, urmate de PZU în cazul tranzacțiilor cu livrare pe termen scurt. În același timp, volumul energiei electrice livrate pe contracte bilateral negociate a fost în continuă scădere, atingând în 2018 cea mai mică pondere raportată la consumul intern (cca. 0,8%), fiind vorba de cantități aflate în derulare pe contracte încheiate de producători și furnizori concurențiali, anterior intrării în vigoare a Legii.
- 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 gradual de la an la an.
- Analiza comparativă a prețurilor medii anuale de livrare rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2018, față de anul precedent, relevă **creșterea prețurilor medii anuale pe majoritatea componentelor pieței angro** cu excepția pieței pentru ziua următoare și a celei intrazilnice, în următorul context de piață:
 - finalizarea, la data de 31.12.2017, a ultimei etape prevăzute în Calendarul de eliminare a tarifelor reglementate, cuprins în Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13.03.2012;
 - creșterea consumului intern;
 - situația regională caracterizată de condiții meteorologice similare celor din România;

- hidraulicitatea ridicată înregistrată în prima parte a anului și diminuarea resursei hidro în cea de-a doua parte a anului;
 - temperatura medie mai ridicată cu 1,35⁰C decât media multianuală înregistrată în perioada 1981 – 2010, 2018 fiind al treilea cel mai călduros an înregistrat în România din 1901 până în prezent, conform Comunicatului Ministerului Mediului publicat pe pagina de internet a Administrației Naționale de Meteorologie în data de 14.01.2019;
 - indisponibilitățile 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 parcursul anului 2018, pe **piața cu amănuntul** au activat **97 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, **consumul de energie electrică al clienților finali a fost de cca. 50 TWh, cu 3,3% mai mare față de cel din anul 2017**. Din acesta, cea mai mare cantitate (cca. 74,5% din consumul final) a reprezentat-o consumul clienților noncasnici (peste 37 TWh, în creștere cu 4% față de anul 2017), în timp ce consumul clienților casnici (de cca. 12,8 TWh) a înregistrat o creștere de doar 1,4%. În anul 2018, **numărul clienților casnici care au migrat în piața concurențială a fost dublu față de cel existent la sfârșitul anului 2017**, cu un consum de cca. 2,3 ori mai mare decât cel înregistrat în anul precedent.
 - 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, începând cu anul 2018 **întreg consumul de energie electrică al clienților care nu au uzat de eligibilitate se asigură din piața concurențială**. În anul 2018 au început să activeze furnizorii de ultimă instanță obligați și opționali. În anul 2018, pentru clienții finali, prețul mediu de vânzare al energiei, exclusiv costul cu serviciile de rețea și taxe, a înregistrat o creștere față de anul anterior de 19,8% (37 lei/MWh). În cazul clienților noncasnici, această creștere a fost de 21,3%, iar în cazul celor casnici de 16,7%. Această evoluție a fost determinată de prețurile la care s-au încheiat tranzacțiile pe piețele centralizate de contracte și pe PZU.
 - La sfârșitul anului 2018, dețineau **cod ACER** emis de ANRE un număr de **691 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 SNTGN TRANSGAZ S.A., 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.
 - Până în prezent au fost notificate **9 cazuri privind suspiciuni de încălcare a prevederilor art. 3 și/sau 5 din REMIT**, în cursul anului analizat fiind notificate **3 cazuri**. Cazurile notificate se află în diferite stadii de analiză, de la analiza preliminară până la direcționarea acestora către serviciul investigații. Pentru 3 cazuri, ANRE a colaborat cu alte instituții, direcționând către acestea rezultatele analizelor preliminare.
 - Cooperarea autorităților de reglementare la nivel european și regional s-a concretizat în analiza și aprobarea reglementărilor necesare implementării codurilor de rețea.

2.2. Piața gazelor naturale

Evoluțiile semnificative pe piața gazelor naturale au constat în:

- **Consumul anual de gaze naturale** a înregistrat o **ușoară scădere**, în comparație cu anul 2017, atingând nivelul de aproximativ 129,54 TWh, cu o scădere de 0,25% în 2018 față de 2017.
- **Producția internă de gaze naturale** în anul 2018, producție curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat aproximativ **87,42%** din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună aproximativ 95,95% din această sursă.
- **Importul** ce a intrat în consum în 2018, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat **12,60%** din totalul surselor. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună aproximativ 59,70% din aceste cantități.
- Transportul gazelor naturale este asigurat prin conductele magistrale, în lungime totală de peste 13.381 km, iar cei 35 de operatori de distribuție a gazelor naturale titulari ai licenței acordate de ANRE, dețin în total, la data de 31.12.2018, conducte de distribuție a gazelor naturale și racorduri aferente acestora în lungime totală de 51.015 km. Dintre acestea, o pondere de 59,84% din total sunt rețele din polietilenă, care au cunoscut o dezvoltare accentuată în ultimii 20 de ani.
- *Planul de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2018-2027* (denumit în continuare *PDSNT*) elaborat de SNTGN TRANSGAZ S.A. a fost aprobat de ANRE prin Decizia nr. 1954/2018. *PDSNT 2018-2027* reprezintă actualizarea și completarea *PDSNT* aferent perioadei 2017-2026, respectiv:
 - actualizarea caracteristicilor tehnice, a traseului conductelor, a valorilor și a termenelor estimate de realizare a proiectelor de interes comun, precum și a proiectelor naționale de interes major cuprinse în *PDSNT 2017-2026*, ca urmare a semnării unor contracte sau a actualizării unor documentații tehnice;
 - includerea lucrărilor de investiții privind dezvoltarea și modernizarea SNT intern în perioada 2018-2027, respectiv a lucrărilor de reabilitare și de mentenanță programate pentru perioada 2018-2027;
 - introducerea unor proiecte noi pentru:
 - preluarea cantităților de gaze naturale din rezervele nou descoperite în Marea Neagră, în baza rezultatelor finale obținute prin procesele de explorare în vederea exploatarei unor zăcăminte comerciale de gaze naturale și a evoluției cererii de capacitate;
 - interconectarea SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret;
 - modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale aferent depozitelor de înmagazinare Bilciurești, Sărmășel, Moinești și Ghercești în care SNGN Romgaz SA-Filiala de înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești are calitatea de operator, precum și a depozitului de înmagazinare Târgu Mureș, proiect inițiat de Depomureș, în calitate de titular de acord de concesiune.
- Valoarea estimată a investițiilor în transport programate în anul 2018 a fost de 687 milioane lei, în creștere cu 60 % față de valoarea programului de investiții pentru anul 2017, care a fost de 429,6 milioane lei. Din această valoare, cca. 501 milioane lei reprezintă valoarea programată pentru lucrările majore de interconexiune și 185,6 milioane lei, reprezintă investiții de modernizare și dezvoltare a

sistemului intern. Valoarea totală realizată la 31.12.2018 este de 378 milioane lei, reprezentând aproximativ 55% din valoarea programată de 687 milioane lei.

- Valoarea medie anuală estimată a investițiilor în sistemele de distribuție, pentru perioada 2019-2023, conform planurilor de investiții transmise de operatorii de distribuție este de cca. 439 milioane lei.
- Din analiza acestor planuri, în anul 2019 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 3 % din lungimea conductelor de distribuție și a racordurilor aflate în operare la data de 31.12.2018. Conductele noi reprezintă 1% din lungimea totală a conductelor și a racordurilor aflate în operare la sfârșitul anului 2018.
- **Metodologia de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de transport și distribuție din sectorul gazelor naturale** a fost revizuită. Față de vechea modalitate de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare, metodologia a introdus noi principii de calcul, pe baza costurilor directe și indirecte ale operatorilor aferente activității de racordare și prin stabilirea unei rate a profitului de maximum 5% pentru activitățile realizate de operatorii licențiați în procesul de racordare. ANRE a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 165/2018** valori maxime pentru:
 - tariful de analiză a cererii de racordare;
 - componenta tarifului de racordare aferentă costurilor legate de proiectarea instalației de racordare;
 - componenta tarifului de racordare aferentă costurilor legate de verificarea documentației tehnice/proiectului tehnic a/al instalației de racordare;
 - elementele care intră în calculul componentei aferente costurilor legate de execuția instalației de racordare.
- În anul 2018, **cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate**, pe platformele administrate de către operatorii OPCOM și BRM, au însumat un volum total de **70,51 TWh**, din care 68,01 TWh pentru piața angro și 2,50 TWh pentru piața en-detail.
- În anul 2018 pe piața cu amănuntul de gaze naturale au activat **80 de furnizori**, din care:
 - 35 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul reglementată de gaze naturale; și
 - 78 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul concurențială de gaze naturale.
- **Numărul total de clienți finali** de gaze naturale la nivelul lunii decembrie 2018 a fost de aproximativ 3.865.456, din care 204.454 clienți noncasnici (cca. 5,29%) și 3.661.002 clienți casnici (cca. 94,71%).
- **Consumul total de gaze naturale** înregistrat în 2018 a fost de aproximativ 130 TWh, înregistrând o scădere de 0,25% față de anul 2017. În anul 2018, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului livrat de furnizori este de **28,48%**, iar numărul acestor clienți reprezintă **94,71%** din totalul clienților finali de gaze naturale. Deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar **5,29%** din totalul clienților finali de gaze naturale, ponderea cantităților consumate de aceștia este de **71,52%** din totalul consumului livrat de furnizori în anul 2018.
- **Numărul total de clienți alimentați în regim concurențial** la nivelul lunii decembrie 2018 a fost de 424.387. În anul 2018 se remarcă o **creștere cu aproximativ 2 puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de gaze naturale** comparativ cu anul 2017, care a ajuns la aproximativ 74% din consumul total al clienților finali.

- „Documentul de concept pentru dezvoltarea unui sistem entry/exit pe piața de gaze naturale din România și implementarea codurilor de rețea europene” elaborat de un grup de lucru format din reprezentanți ai Comisiei Europene, ACER, ENTSOG, ANRE și SNTGN TRANSGAZ S.A. a fost implementat prin aprobarea **Ordinului ANRE nr. 167/2018 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale**, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013, care a intrat în vigoare la data de 19 septembrie 2018.

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

- **Începând cu data de 01.07.2018, ca urmare a finalizării calendarului de dereglementare, ANRE nu a mai aprobat tarife reglementate**, consumul clienților casnici fiind facturat la tarife/prețuri pentru serviciul universal avizate de către ANRE. În consecință, clienții casnici pot încheia un contract de furnizare cu orice furnizor activ pe piața de energie electrică. Aceștia au dreptul necondiționat la serviciul universal (SU), respectiv furnizarea de energie electrică să se facă în condiții de calitate și la prețuri rezonabile, transparente, ușor comparabile și nediscriminatorii, conform reglementărilor ANRE. 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**. 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 2018, ANRE a introdus obligația pentru toți furnizorii de energie electrică cu activitate pe piața cu amănuntul de a completa aplicația informatică privind comparatorul de prețuri dezvoltată de către ANRE în anul 2017, în vederea creșterii gradului de informare a clienților finali, pentru selectarea furnizorului de energie electrică. Ambele aplicații informatice au fost îmbunătățite.
- În urma acțiunilor de control efectuate, în anul 2018, au fost întocmite **1125 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor**, fiind aplicate pentru neregulile constatate un număr de **1448 sancțiuni contravenționale**, repartizate astfel: 485 în domeniul energiei electrice, 907 în domeniul gazelor naturale, 56 în domeniul eficienței energetice.
- Prin procesele – verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, au fost aplicate **amenzi în cuantum total de 19.721.935,15 lei**.

3. Piața energiei electrice

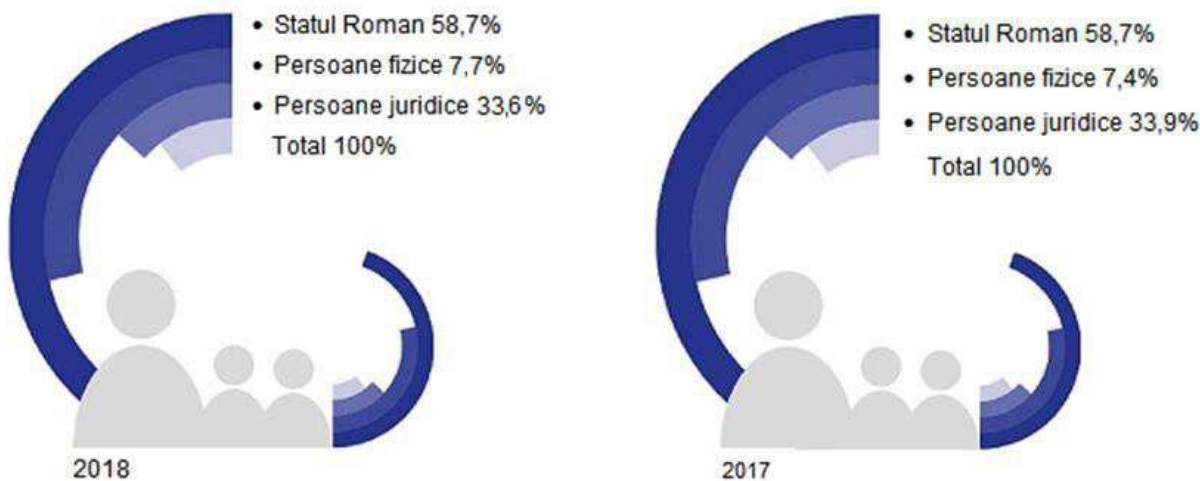
3.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

3.1.1. Separarea activităților

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" - S.A., operator de transport și de sistem al sistemului electroenergetic național este certificată conform **modelului de separare a proprietății**. În anul 2018 ANRE a continuat monitorizarea respectării condițiilor de certificare, cu ocazia modificărilor survenite în componența conducerii companiei (membrii 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 S.A. 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 CNTEE Transelectrica S.A. este de aprox. 8834,4 km.

Structura de acționariatului CNTEE Transelectrica S.A. la data de 31.12.2018 era următoarea: 58,7% – statul român, 33,6% - acționari persoane juridice, 7,7% - acționari persoane fizice. La data de 31.12.2018, poziția *acționari persoane juridice* include și deținerea de către DEDEMAN SRL de 6,1% din acțiuni. Compania este listată la Bursa de Valori București din luna august 2006.



Sursa: CNTEE Transelectrica S.A.

În anul 2018, în România și-au desfășurat activitatea un număr de **51 de operatori de distribuție a energiei electrice licențiați**, similar anului 2017, 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.

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.").

ANRE a monitorizat aplicarea, de către operatorii de distribuție concesionari, a prevederilor Ordinului nr. 5 din 4 februarie 2015 pentru aprobarea *Regulamentului privind monitorizarea de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei a programelor de conformitate stabilite de operatorii de distribuție a energiei electrice*.

Analizând rapoartele agenților de conformitate aferente anului 2018, care, potrivit regulamentului mai sus-menționat au fost primite de la cei 8 operatori de distribuție concesionari la finele anului 2018, ANRE a apreciat că măsurile cuprinse în programele de conformitate sunt în concordanță cu obiectivele de separare stabilite prin lege și cu procedura ANRE.

În anul 2018, ANRE a fost informată de modificări survenite în componența conducerii (membri ai directoratului și consiliului de supraveghere, directori generali), la unii operatori de distribuție. La fiecare modificare notificată de operator, ANRE a verificat menținerea condițiilor de separare, constatând că sunt îndeplinite cerințele din reglementările aplicabile.

Pentru a accentua procesul de separare și de evitare a oricărui 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, iar din rapoartele transmise de către agenții de conformitate a rezultat că programul de *rebranding* s-a finalizat în cursul anului 2018, așa cum a fost prevăzut inițial.

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 Inscricționare sedii la care au acces clienții: sediul social, sucursale, centre de relații cu clienții, puncte informare;
- 5 Legitimării, 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 tipareasc 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 Inscricționare sedii la care au acces utilizatorii: elemente de interior (bannere, stative, alte elemente de decor personalizate);
- 13 Echipament de lucru +protecție lucrători care executa intervenții la interfața cu instalațiile electrice ale utilizatorilor,
- 14 Inscricționare autovehicule utilizate pentru intervenții la interfața cu instalațiile electrice ale utilizatorilor.

Structura de acționariat la cei 8 operatori de distribuție care prestează servicul 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: 99.999969622382% / 99.999969622382%; 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%.

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.

3.1.2. 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.

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.

Pentru România este definită o singură zonă de echilibrare, operată de un unic operator de sistem licențiat/operator al pieței de echilibrare, CNTEE Transelectrica S.A. 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.

În anul 2018 a fost aprobat **Ordinul ANRE nr. 31/31.01.2018** privind aprobarea Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea.

Principalele modificări aduse de cele două regulamente față de prevederile Codului Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică, se referă la: eliminarea restricției privind ecartul maxim admis, de 250 lei/MWh, între prețul maxim și prețul minim al ofertelor pe piața de echilibrare, menținerea energiei efectiv livrate drept cantitatea pe baza căreia se constituie drepturile de încasare/obligațiile de plată, dar cu luarea în considerare a aceleiași cantități ca obligație contractuală de referință pentru PRE, introducerea obligației înregistrării ca PRE a oricărui titular de licență /deținător al drepturilor de furnizor/trader la începerea activității sale în piața de energie electrică, întărirea transparenței pieței de echilibrare, introducerea de clarificări pentru identificarea modului de rezolvare a managementului restricțiilor de rețea și de stabilire a costurilor aferente.

Standarde de performanță și aspecte privind racordarea la rețea

Cadrul de reglementare în vigoare, în baza căruia ANRE își îndeplinește atribuțiile legale de a impune operatorilor de rețea obligații ferme privind realizarea lucrărilor de investiții și a lucrărilor de mentenanță necesare menținerii rețelelor electrice la un nivel înalt de siguranță, fiabilitate și eficiență, precum și de a monitoriza starea tehnică a rețelelor electrice de interes public, se constituie din:

- *Procedura 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, cu modificările și completările ulterioare;
- *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 11/2016, cu modificările și completările ulterioare;
- *Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 12/2016;
- *Regulamentul de organizare a activității de mentenanță*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 96/2017;
- *Ordinul ANRE nr. 145/2014 privind implementarea sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice, cu modificările și completările ulterioare.*

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 pagina de internet [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> .

Monitorizarea stării tehnice și a nivelului de mentenanță a rețelelor electrice

Starea tehnică a rețelelor electrice este monitorizată de ANRE prin urmărirea anuală a vechimii instalațiilor, în raport cu volumul de investiții și lucrări de mentenanță realizate de operatorii de rețea, precum și prin indicatorii de performanță a serviciilor de transport, sistem și distribuție a energiei electrice.

Volumul și vechimea rețelei de transport al energiei electrice

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, conform tabelelor următoare:

Nr. Crt.	U (kV)	Total LEA (km traseu)	
		2017	2018
1	750	3,108	3,11
2	400	4915,2	4971,7
3	220	3875,6	3875,64
4	110	40,4	40,40

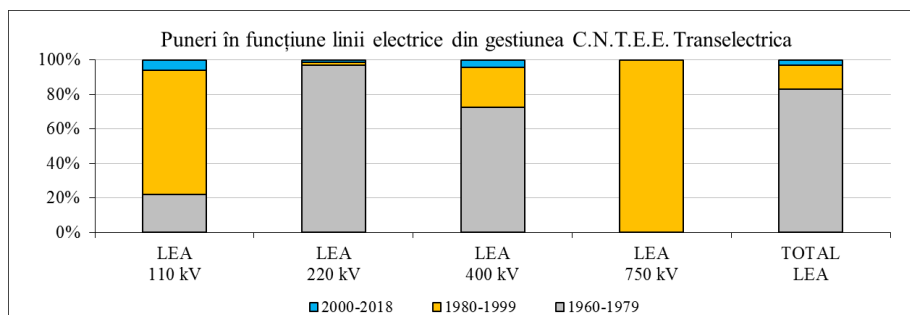
Nr. Crt.	U (kV)	Total stații electrice (buc)	
		2017	2018
1	750	1	1
2	400	38	38
3	220	42	42

Notă: Liniile cu tensiunea constructivă 750 kV Isaccea – Stupina și Stupina – Varna funcționează la tensiunea nominală de 400 kV, fiind încadrate la această categorie.

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.890,87 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 489,04 km.

Linii electrice aeriene:

Perioada PIF	Categorie LEA									
	110 kV		220 kV		400 kV		750 kV		TOTAL	
	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie	Lungime (km traseu)	% din total categorie
1960-1979	8,9	22	3764,3	97,1	3613,67	72,7	-	-	7386,85	83,08
1980-1999	29,1	72	61,1	1,6	1144,42	23,0	3,11	100	1237,75	13,92
2000-2018	2,42	6	50,3	1,3	213,6	4,3	-	0	266,29	3,00



Din totalul LEA, 83 % dintre acestea au anul punerii în funcțiune în perioada 1960 - 1979, 14 % între anii 1980 și 1999. Se constată că o mare parte a LEA au o durată utilizare la limita duratei de viață, cu un nivel tehnologic depășit, dar se înregistrează și un proces redus de puneri în funcțiune după anul 2000, de 3 %.

Gradul de utilizare a LEA reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (48 ani conform ultimei editii a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe) și este prezentat în continuare:

	Perioada PIF	Categorie LEA				
		110 kV	220 kV	400 kV	750 kV	TOTAL
Grad de utilizare (%)	1960-1979	112,5	98,06	97,51	-	97,8
	1980-1999	63,3	77,08	71,71	66,67	71,76
	2000-2018	10,42	20,26	13,26	-	14,55

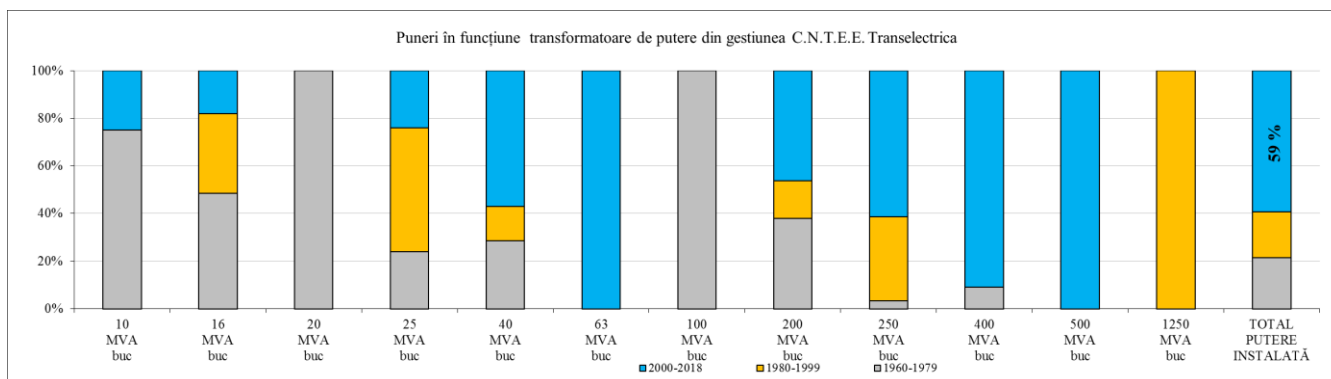
Notă: Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA. În cazul în care aceeași LEA include stâlpi dimensionați pentru tensiuni constructive diferite, a fost luată în considerare tensiunea cea mai mică. Gradul de utilizare pe categorie de LEA s-a calculat ca medie ponderată cu lungimea a gradelor de utilizare ale LEA.

Se remarcă un grad de utilizare foarte ridicat (97,8 %) pentru LEA puse în funcțiune până în anul 1979, în condițiile în care acestea reprezintă 83,06 % din totalul liniilor electrice aeriene din gestiunea OTS.

Transformatoare și autotransformatoare:

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA]												TOTAL [MVA/%]	
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500	1250		
Număr Trafo [buc]	1960-1979	6	16	1	6	2	-	1	31	1	2	-	-	7916	21,42
	1980-1999	-	11	-	13	1	-	-	13	11	-	-	1	7141	19,32
	2000-2018	2	6	-	6	4	2	-	38	19	20	2	-	21902	59,26

Nota: S-a avut ca referință anul primei puneri în funcțiune



Din puterea totală instalată în transformatoare/autotransformatoare cca. 21,42 % a fost pusă în funcțiune între anii 1960 și 1979, 19,32 % între anii 1980 și 1999, iar 59,26 % după anul 2000.

Gradul de utilizare a transformatoarelor/autotransformatoarelor reprezintă raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (24 ani) și este prezentat în continuare:

	Perioada PIF	Puterea aparentă a trafa [MVA]											Total	
		10	16	20	25	40	63	100	200	250	400	500		1250
Grad de utilizare [%]	1960-1979	186,81	180,21	233,33	183,33	187,5		175	182,8	162,50	186,11			>100 %
	1980-1999	-	134,47	-	141,03	91,67			141,03	123,86		133,33		
	2000-2018	16,67	23,61	-	15,28	30,21	25		33,64	42,11	47,22	54,86		

Se constată că majoritatea transformatoarelor / autotransformatoarelor puse în funcțiune înainte de anul 2000 (având puterea instalată de cca. 41 % din puterea totală instalată în transformatoare și autotransformatoare) au durata de funcționare depășită. Pentru restul de transformatoare/ autotransformatoare gradul de utilizare mediu raportat la puterea instalată este de cca. 42%.

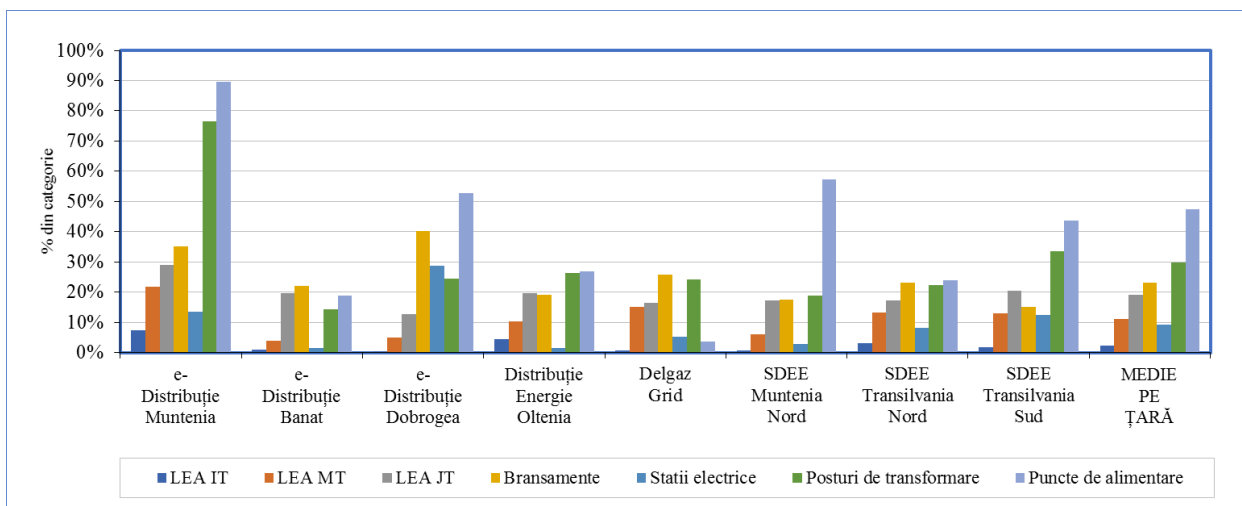
Volumul și vechimea rețelelor de distribuție a energiei electrice

La nivelul întregii țări se constată următoarele repartiție a punerilor în funcțiune:

PIF	LEA+LES IT [km traseu]	LEA+LES MT [km traseu]	LEA+LES JT [km traseu]	branșamente JT [km traseu]	Stații electrice [buc]	Posturi de transformare [buc]	Puncte de alimentare [buc]
înainte de 1960	1.718	9.991	7.981	7.950	38	2.030	25
1960-1979	14.809	73.497	88.791	70.300	720	29.626	345
1980-1999	5.159	23.485	51.631	50.392	303	19.026	176
2000-2018	520	13.339	35.320	38.361	109	21.424	493
TOTAL	22.205	120.312	183.724	167.204	1.170	72.156	1.039

PIF	% din total categorie						
	LEA+LES IT	LEA+LES MT	LEA+LES JT	branșamente JT	Stații electrice	Posturi de transformare	Puncte de alimentare
înainte de 1960	7,7	8,3	4,3	4,8	3,2	2,8	2,4
1960-1979	66,7	61,1	48,3	42,0	61,5	41,1	33,2
1980-1999	23,2	19,5	28,1	30,1	25,9	26,4	16,9
2000-2018	2,3	11,1	19,2	23,1	9,3	29,7	47,4

În perioada 2000-2018 ponderea punerilor în funcțiune a capacităților energetice din totalul categoriei este următoarea:



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 3 %, 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 11 % pentru medie tensiune și 21 % la joasă tensiune.

În ceea ce privește situația transformatoarelor/autotransformatoarelor din stațiile electrice aparținând OTS, se constată că un procent de 59 % din puterea instalată a acestora a fost pusă în funcțiune după anul 2000 (21.902 MVA din totalul instalat de 36.959 MVA).

Totodată, se remarcă faptul că numărul stațiilor electrice din rețelele de distribuție, puse în funcțiune după anul 2000 reprezintă cca. 9 % din numărul total al acestora, iar numărul posturilor de transformare și al punctelor de alimentare a atins în anul 2017 cca. 30 % 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.

Realizarea programelor de mentenanță

Gradul de realizare a programului de mentenanță în RET în perioada 2016-2018 de către CNTEE Transelectrica S.A., pe tipuri de lucrări se prezintă în tabelul următor:

		2016	2017	2018
Valoare programata		126.263.977	106.979.224	88.545.234
Valoare realizata		83.661.301	79.496.413	86.825.665
Grad realizare	Majoră	46,9	61	97,5
	Reparatii Capitale (RK)		64,28	98,7

[%]	Minoră	Reparatii Curente (RC)	82,4	65	80,05	99	97,8
		Intervenții accidentale (IA)		82		99,6	
		Inspecții tehnice (IT)		99		99,8	
		Lucrări speciale (LS)		75		94,5	
		Materiale		29		96,3	
		Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)		89		98,9	
		Revizii tehnice (RT)		97		99,9	
Total		66	74	98			

Gradul de realizare a programului de mentenanță pe tip de instalații este prezentat în tabelul următor:

Categorie	Realizare program în anul 2016 [%]	Realizare program în anul 2017 [%]	Realizare program în anul 2018 [%]
Stații	75	77	97,97
LEA	53	70	98,89
Transformatoare/Autotransformatoare	86	81	97,05
Clădiri	64	50	97,97
Total	66	74	98

În anul 2018, din punct de vedere valoric, programul de mentenanță s-a realizat în proporție de 98 %, în condițiile diminuării semnificative a valorii programate față de anii anteriori, cu cca.18% față de anul 2017, respectiv cu cca. 30% față de anul 2016.

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

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	51,12	96,27	68,69
	Control Periodic	69,61	66,16	87,21
LN2	Revizie Tehnică	40,82	37,07	32,23
	Intervenții Accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	129,43	111,17	77,88
	Reparații Accidentale	86,81	100,05	133,88
LN4	Reparații de grad 2	-	-	-
TOTAL		80,29	95,62	98,2

Programul de mentenanță la nivel de OD a fost realizat valoric în proporție de 98,2 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 38,6 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 61,4 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

e-Distribuție Banat

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	73,2	84	134,3
	Control Periodic	74,5	46,8	37,1
LN2	Revizie Tehnică	55,5	51,3	33,9
	Intervenții Accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	126,5	83,8	102,5
	Reparații Accidentale	100,7	104,0	143,7
LN4	Reparații de grad 2	-	-	-
TOTAL		89,4	85,9	112,4

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 112,4 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 42,96 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 57,04 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

e-Distribuție Dobrogea

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	86,8	104	101,5
	Control Periodic	95,8	54,7	52,5
LN2	Revizie Tehnică	57,3	49,3	38,1
	Intervenții accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	67,0	72,3	84,2
	Reparații Accidentale	88,5	89,9	121,8
LN4	Reparații de grad 2	-	-	-
TOTAL			79,4	94

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 94 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 51 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă, iar 49 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Distribuție Energie Oltenia

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	108,1	99,1	105,1
	Control Periodic	106,5	98,5	108,5
LN2	Revizie Tehnică	97,8	101,3	99,68
	Intervenții Accidentale	99,27	116,2	101,85
LN3	Reparații de grad 1	114,4	109,4	105,72
	Reparații Accidentale	108,4	113,4	100,44
LN4	Reparații de grad 2	111,3	109,5	86,86
TOTAL		106,5	105,3	103,1

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 103,1 % față de valoarea programată. Din lucrările realizate, 67,18 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 32,82 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

Delgaz Grid

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	83,3	98	99,7
	Control Periodic	49,9	62,7	77,8
LN2	Revizie Tehnică	80,4	90,6	99,3
	Intervenții Accidentale	-	-	-
LN3	Reparații de grad 1	-	88,5	100,1
	Reparații Accidentale	99,7	119,4	106,2
LN4	Reparații de grad 2	67,7	-	-
TOTAL		82,9	102	101,8

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 102 % din valoarea programată. Din lucrările realizate, 56 % reprezintă lucrări de mentenanță preventivă iar 44 % reprezintă lucrări de mentenanță corectivă.

SDEE Muntenia Nord

Program de mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	111,3	105,3	105,8
	Control Periodic	41,1	52,4	68,8
LN2	Revizie Tehnică	63,2	57,5	80,3
	Intervenții accidentale	127	103,5	112,6
LN3	Reparații de grad 1	73,6	53,1	67,2
	Reparații Accidentale	152,5	260	105,1
LN4	Reparații de grad 2	23,5	6,3	53,5
TOTAL		92,3	92,3	99,5

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 99,5 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 63,3 % a reprezentat mentenanța preventivă, iar 36,7 % a reprezentat mentenanța corectivă.

SDEE Transilvania Nord

Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	94,5	102,6	167,7
	Control Periodic	77,2	78,1	72,5
LN2	Revizie Tehnică	32,7	49,6	35,7
	Intervenții accidentale	118,2	102,2	95,9
LN3	Reparații de grad 1	50,6	56,2	38,04

	Reparații Accidentale	191,6	121,8	60,88
LN4	Reparații de grad 2	74,6	-	6,72
TOTAL		101	88,6	105,2

Programul de mentenanță a fost realizat în proporție de 105 % din valoarea programată. Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 78 % a reprezentat mentenanță preventivă iar 22 % a reprezentat mentenanță corectivă.

SDEE Transilvania Sud

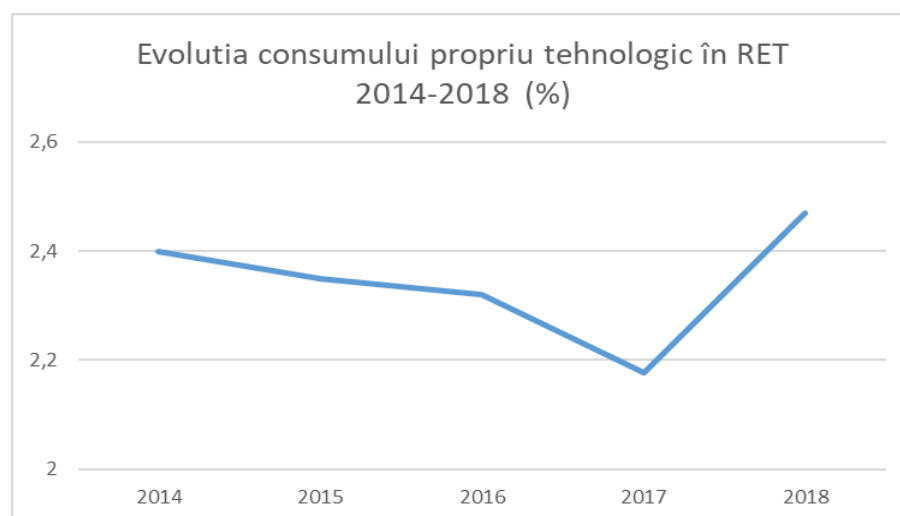
Program mentenanță		Realizare program în anul 2016 (%)	Realizare program în anul 2017 (%)	Realizare program în anul 2018 (%)
LN1	Lucrări Operative	89,4	91,7	200
	Control Periodic	72,7	55,1	53,2
LN2	Revizie Tehnică	104,6	52	58,6
	Intervenții Accidentale	132,5	135,7	109,8
LN3	Reparații de grad 1	100,2	38,7	10,7
	Reparații Accidentale	205,3	178,7	204,9
LN4	Reparații de grad 2	39,9	43,2	0
TOTAL		100,5	92,4	114,16

Din totalul realizărilor programului de mentenanță, 49,33 % a reprezentat mentenanța preventivă iar 50,67 % 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

Indicatorii de performanță generali și de continuitate a serviciului de transport al energiei

În anul 2018, **consumul 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, a fost de 2,47%. În figura următoare este prezentată evoluția consumului propriu tehnologic în RET în perioada 2014-2018.



Energia intrată în conturul RET în anul 2018 a crescut cu 0,3 % în raport cu anul precedent, pe fondul creșterii consumului intern net cu cca. 2%, în condițiile creșterii energiei primite din rețeaua de distribuție cu cca. 7%, a creșterii cu cca. 0,8% a energiei produse de grupurile generatoare care debitează direct în RET și a scăderii fluxurilor fizice de import cu cca. 11% (364 GWh). Consumul propriu tehnologic aferent RET a crescut cantitativ cu 14 % în raport cu anul precedent.

Conform explicațiilor OTS, la creșterea pierderilor a contribuit în primul rând distribuția defavorabilă a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune (scăderea importului fizic și creșterea exportului fizic pe liniile situate pe granițele din nord și nord – vest, situate în zone deficitare în producție de energie electrică, respectiv creșterea importului fizic și scăderea exportului fizic pe liniile situate pe granițele din sud și sud – vest, situate în zone excedentare în producție de energie electrică, au determinat creșterea transportului de energie pe distanțe mari, din zonele excedentare din sudul țării către cele deficitare din nord) și în al doilea rând, cantitatea mai mare de precipitații, în special în zonele cu densitate mare de linii de transport (Oltenia, Muntenia, Dobrogea), a favorizat creșterea semnificativă a pierderilor corona.

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.

Indisponibilitatea medie a instalațiilor în anul 2018 se prezintă astfel:

Anul 2018	Indisponibilitate <i>totală</i> [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>planificate</i> [ore]	Indisponibilitate determinată de evenimente <i>neplanificate</i> [ore]
INDLIN	154,42	145,17	9,25
INDTRA	129,53	126,42	3,11

Se constată faptul că durata medie a întreruperilor neprogramate reprezintă cca. 6 % din timpul mediu total de întrerupere în cazul liniilor electrice, respectiv 2,4 % în cazul transformatoarelor și autotransformatoarelor. Raportat la numărul de ore ale unui an, INDLIN reprezintă 1,8 %, iar INDTRA reprezintă 1,5 %.

În tabelul următor este prezentată evoluția indicatorilor INDLIN și INDTRA în perioada 2014-2018.

Anul	2014	2015	2016	2017	2018
Întreruperi planificate:					
INDLIN (ore/an)	114,62	147,95	169,91	146,43	145,17
INDTRA (ore/an)	103,66	146,11	199,38	163,50	126,42
Întreruperi neplanificate:					
INDLIN (ore/an)	27,97	36,68	16,88	11,67	9,25

Anul	2014	2015	2016	2017	2018
INDTRA (ore/an)	8,52	8,9	4,91	18,51	3,11
Total:					
INDLIN (ore/an)	142,59	184,63	186,79	158,10	154,42
INDTRA (ore/an)	112,18	155,01	204,29	182,01	129,53

S-a realizat o reducere a indisponibilității LEA și Trafo atât la întreruperile planificate, cât și la cele accidentale, reducere obținută printr-o mai bună corelare a programelor de mentenanță cu programele de investiții, prin care s-a reușit reducerea timpului de retragere din exploatare a echipamentelor. Simultan au fost efectuate analize și expertize ale echipamentelor / mijloacelor fixe cu perioada normală de funcționare depășită care au stat la baza luării unor măsuri / stabilirii unor condiții de menținere în condiții bune de exploatare și funcționare, până la asigurarea condițiilor de înlocuire.

Indicatorii de performanță generali de continuitate au avut în anul 2018 următoarele valori:

Nr. Crt.	Indicator	Cauza întreruperii	Total
1	ENS [MWh]	întreruperi planificate	0
2	ENS [MWh]	întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0 / 476,66
3	ENS [MWh]	întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
4	ENS [MWh]	întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
5	ENS [MWh]	întreruperi neplanificate datorate OTS	118,81 / 3.088,83 ¹⁾
6	AIT [min/an]	întreruperi planificate	0
7	AIT [min/an]	întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0 / 4,52
8	AIT [min/an]	întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite	0
9	AIT [min/an]	întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0
10	AIT [min/an]	întreruperi neplanificate datorate OTS	1,127 / 29,302 ²⁾

Notă: 1) ENS - prima valoare reprezintă energia nelivrată utilizatorilor iar a doua reprezintă energia nelivrată din centrale din cauza întreruperilor de lungă durată 2) AIT - prima valoare reprezintă timpul mediu de întrerupere al utilizatorilor iar a doua reprezintă timpul mediu de întrerupere al centralelor din cauza întreruperilor de lungă durată

În tabelul următor sunt sintetizate valorile indicatorilor de calitate privind continuitatea serviciului în perioada 2013-2018.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ENS (MWh)						
întreruperi planificate	0	0	0	0	0	0
întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0	0 / 476,66
întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite		1)		38,62	0	0
întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0	0	11,85 / 2,05 ²⁾	0
întreruperi neplanificate datorate OTS, din care de lungă durată	30,89	82,51	38,36	224,69 / 264,70 ²⁾	289,46 / 1105,55 ²⁾	118,81 / 3088,83 ²⁾
AIT (min/an)						
întreruperi planificate	0	0	0	0	0	0
întreruperi neplanificate determinate de forța majoră	0	0	0	0	0	0 / 4,52
întreruperi neplanificate determinate de condiții meteorologice deosebite		1)		0,36	0	0
întreruperi neplanificate determinate de alți operatori, utilizatori, producători	0	0	0	0	0,113 / 0,019 ²⁾	0
întreruperi neplanificate datorate OTS, din care de lungă durată	0,35	0,82	0,36	2,11 / 2,49 ²⁾	2,762 / 10,550 ²⁾	1,127 / 29,302 ²⁾

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.

1) 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 2012-2015 valoarea se referă la energia nelivrată consumatorilor.

Pe fondul scăderii numărului de evenimente accidentale cu energie nelivrată în anul 2018 față de anul anterior, se constată o îmbunătățire a **indicatorilor de performanță privind continuitatea serviciului de transport al energiei electrice** aferenți întreruperilor neplanificate cu energie nelivrată către consumatori datorate OTS (ENS 118,81 MWh în 2018 / 289,46 MWh în 2017 și AIT 1,127 minute/an 2018 / 2,762 minute/an 2017).

Din punct de vedere al energiei neproduse în centralele electrice din cauza întreruperilor neplanificate din cauze interne OTS, deși numărul de incidente cu întreruperi de lungă durată a scăzut în anul 2018 față de anul precedent (2 incidente înregistrate în anul 2018 / 7 incidente înregistrate în anul 2017) cantitatea de energie neprodusă în centrale din cauze interne OTS a crescut în anul 2018 față de anul precedent (3088,83 MWh în 2018 / 1105,55 în 2017). Creșterea a fost cauzată de un singur eveniment accidental înregistrat în stația electrică Cernavodă în data de 16.08.2018, când, în urma unei identificări eronate a echipamentului de comutație primară, Unitatea nr.2 Cernavodă a fost deconectată accidental de la SEN.

Incidentul a generat o energie nelivrată de 3043 MWh (99% din valoarea totală a indicatorului). În momentul deconectării de la SEN, puterea produsă de către Unitatea 2 era de 622 MW. În urma deconectării, automatizările din CNE Cernavodă au funcționat corect și au condus la funcționarea izolată pe servicii proprii a Unității 2, la o putere de 61 MW. Funcționarea Unității 2 a fost stabilă, în limitele parametrilor admisibili, reactorul nuclear scăzându-și automat puterea la 60% din valoarea nominală, în conformitatea cu procesul tehnologic specific acestor situații. Pentru evitarea producerii unor astfel de incidente s-a dispus întocmirea de tematici care să conducă la conștientizarea de către personalul operativ implicat în executarea manevrelor de execuție, a riscurilor care pot să apară din cauza nerespectării regulamentelor, instrucțiunilor și notelor tehnice în vigoare.

Din punct de vedere al **calității comerciale a serviciului de transport** - indicatorii relevanți în procesul de racordare la RET se încadrează în termenele stabilite prin standard. Timpii medii de emiterie a avizului tehnic de racordare și a certificatului de racordare sunt la limita impusă de standard (10 zile calendaristice). Se consemnează de asemenea că OTS nu a înregistrat în anul 2018 reclamații privitoare la racordare, la calitatea curbei de tensiune, la facturare sau încasare sau pe alte teme.

Indicatorii de performanță generali a serviciului de sistem

În anul 2018 s-a solicitat *ajutorul de avarie* astfel:

Ajutor de avarie	Durata [ore]	Cantitate [MWh]
Solicitat	4	400

Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență ACE este prezentată în tabelul următor:

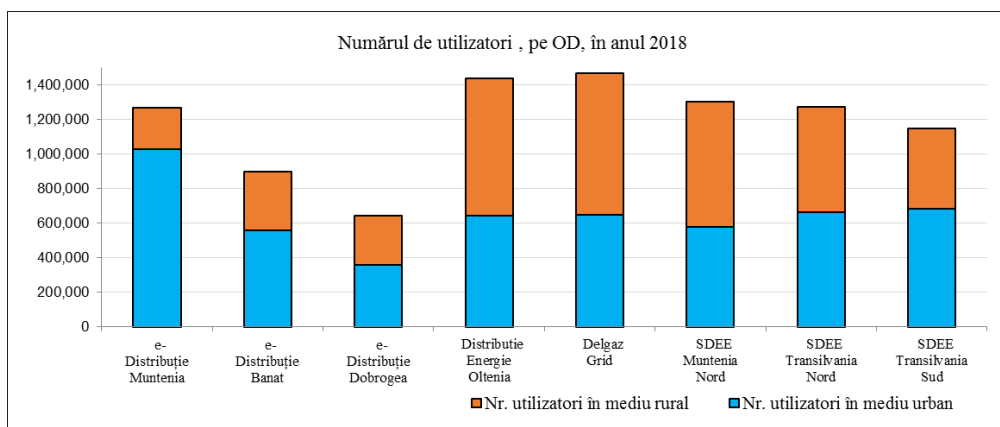
Abaterea soldului SEN cu corecția de frecvență [MWh/h]		
	2017	2018
Valoare medie	1,67	1,01
Valoare maximă	229	300
Valoare minimă	-133	-206
Deviația standard	13,38	12,98

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 [MWh]	0	28.821,784	982,924
Costul congestiilor [lei]	0	7.473.978	743.700

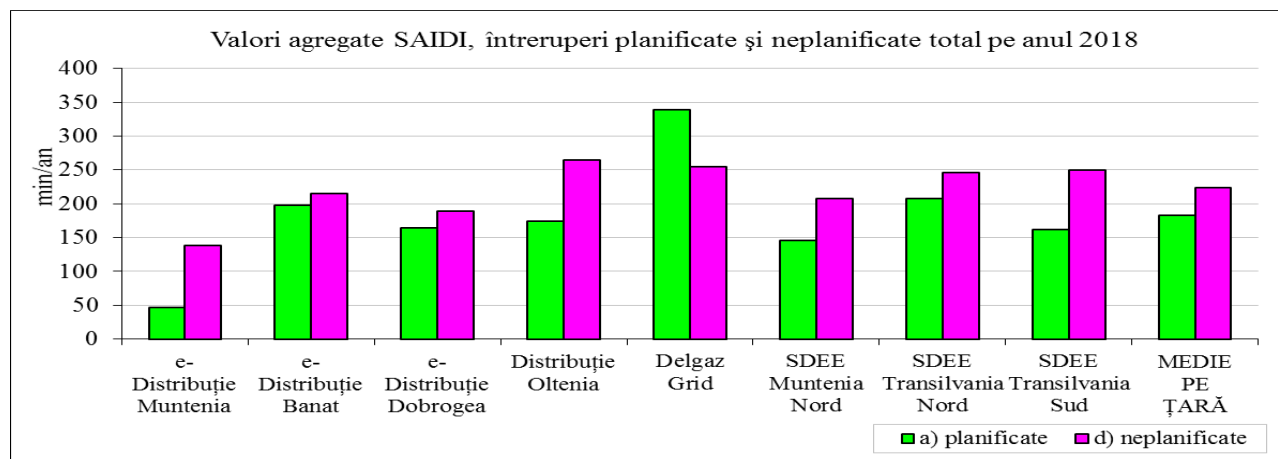
Indicatorii de continuitate a serviciului de distribuție a energiei electrice

În anul 2018 s-a înregistrat un număr de 9.448.823 utilizatori racordați la rețelele electrice din patrimoniul celor opt operatori de distribuție (OD) titulari de licență, concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice, în creștere față de anii anteriori (9.332.511 în anul 2017, 9.260.396 în anul 2016, 9.187.239 în anul 2015), din care 5.170.629 în mediul urban (54,72% din total), respectiv 4.278.194 în mediul rural.



Indicatorul de continuitate în alimentare a utilizatorilor SAIDI, a înregistrat următoarele valori pentru 2018:

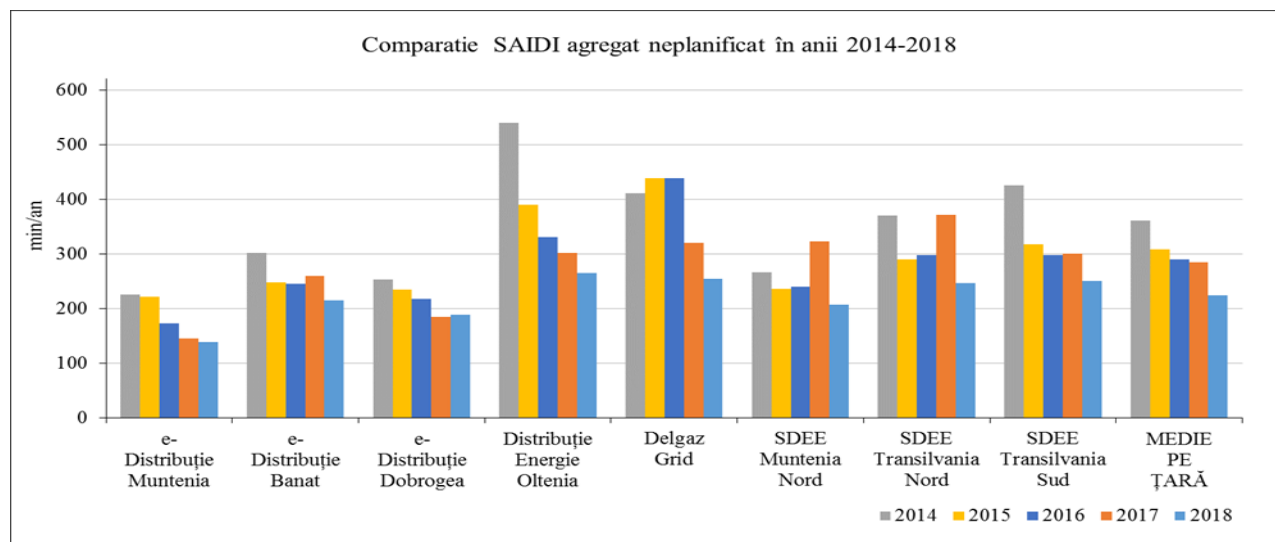
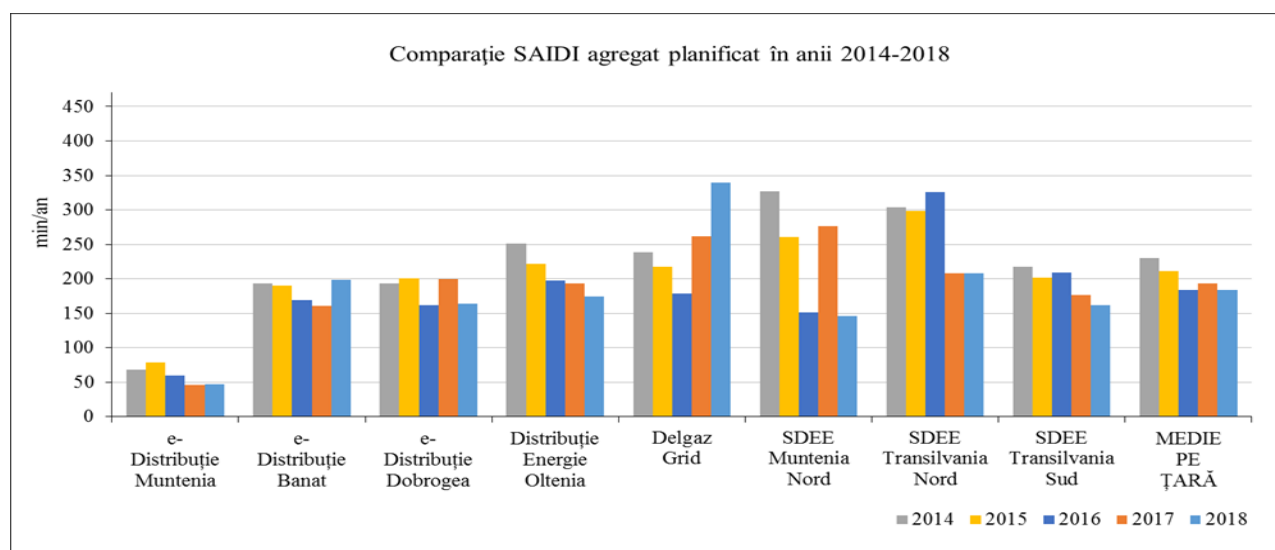
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIDI intreruperi planificate (a)[min/an]	46,58	198,20	163,85	174,65	339,05	146,38	208,36	161,56	183,58
SAIDI intreruperi neplanificate (d)[min/an]	138,03	214,74	188,80	265,05	254,79	207,55	246,24	250,27	224,14



SAIDI întreruperi planificate înregistrează o scădere a valorii medii la 183,58 min./an (față de valoare de 193 min/an în anul 2017), peste valoarea de circa 40 - 150 min/an înregistrată în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIDI întreruperi neplanificate înregistrează o scădere la valoarea de 224 min./an (față de 284 min/an în 2017), rămânând totuși peste valoarea de cca. 20 - 100 min/an înregistrată în țările europene avansate.

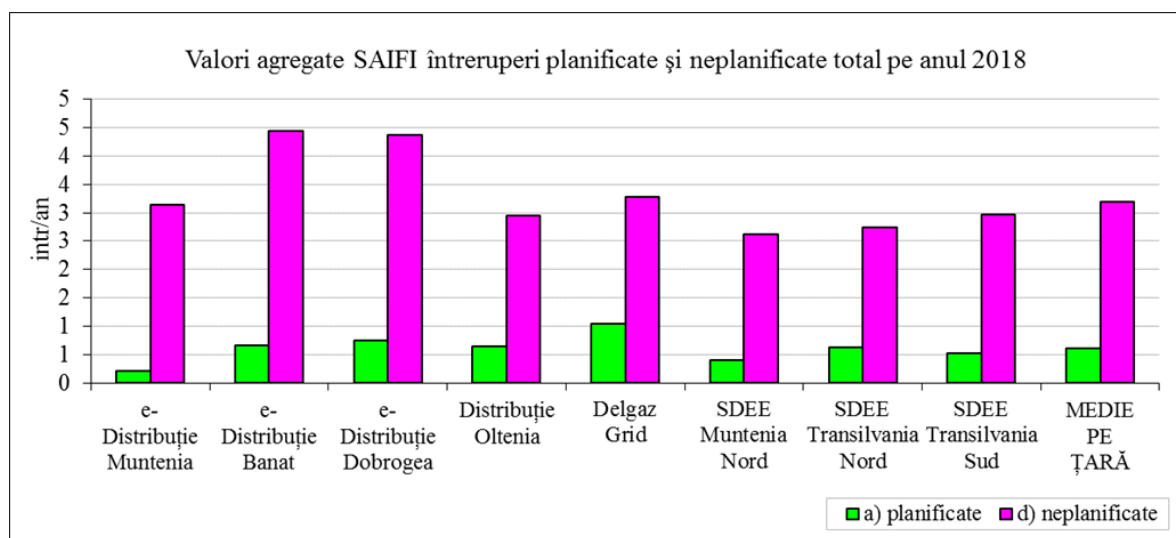
Conform analizei realizate, în perioada 2014 – 2018 se observă o îmbunătățire a valorilor SAIDI pentru întreruperi neplanificate și planificate.

An	2014	2015	2016	2017	2018
SAIDI intreruperi planificate (a) [min/an]	230	211	184	193	184
SAIDI intreruperi neplanificate (d) [min/an]	361	308	290	284	224



Indicatorul de continuitate în alimentare a utilizatorilor SAIFI, a înregistrat următoarele valori pentru 2018:

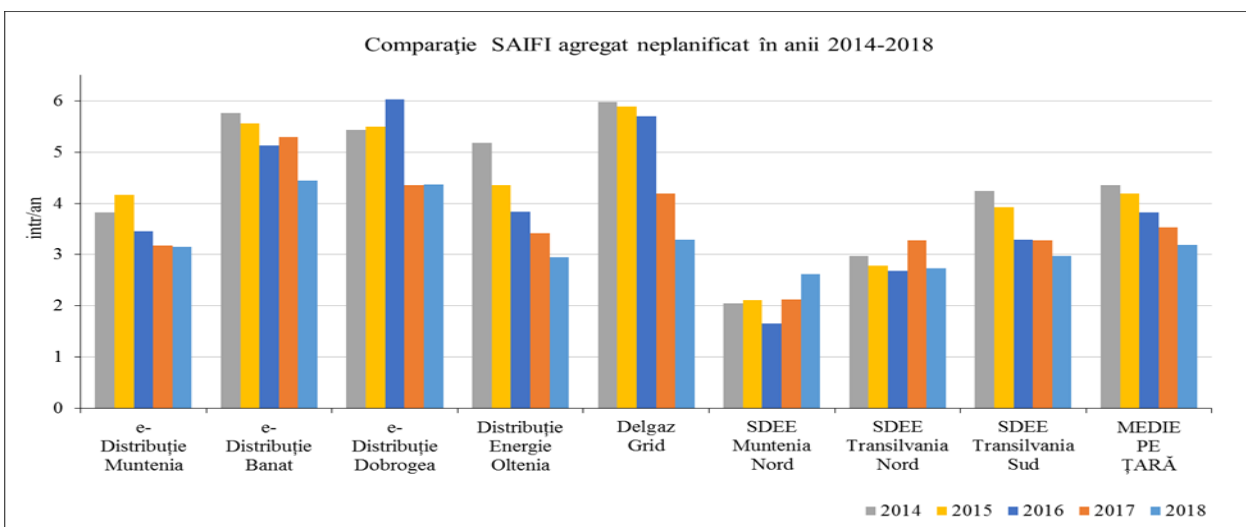
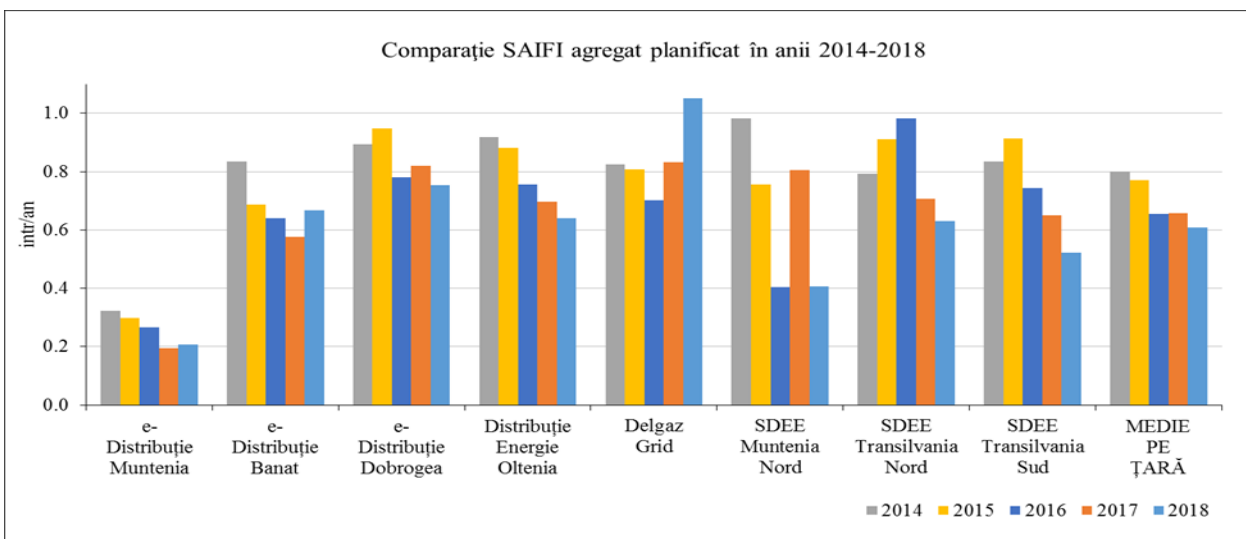
OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energie Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	Valoare agregată pe țară
SAIFI intreruperi planificate (a) [într./an]	0,21	0,67	0,75	0,64	1,05	0,41	0,63	0,52	0,61
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [într./an]	3,15	4,44	4,37	2,95	3,29	2,62	2,74	2,97	3,20



SAIFI a înregistrat o valoare medie de 0,61 într./an (0,66 într./an în anul 2017) și se încadrează în valoarea medie de circa 0,1 - 1 într./an în țările europene avansate. Tot la nivel de țară, SAIFI intreruperi neplanificate (cazul d) a înregistrat o valoare medie pe țară de 3,2 într./an (față de 3,54 într./an în anul 2017), peste valoarea medie de cca. 1 - 2 într./an în țările europene avansate.

Conform analizei realizate, în perioada 2014 – 2018 se observă o îmbunătățire a valorilor SAIFI pentru intreruperi neplanificate și planificate.

An	2014	2015	2016	2017	2018
SAIFI intreruperi planificate (a) [într./an]	0,80	0,77	0,65	0,66	0,61
SAIFI intreruperi neplanificate (d) [într./an]	4,35	4,19	3,83	3,54	3,2



Analiza **calității tehnice a energiei electrice** s-a realizat într-un număr reprezentativ de stații electrice, cu ajutorul analizelor de calitate a energiei electrice. Dintre operatorii de distribuție concesionari, Distribuție Energie Oltenia și E-Distribuție Muntenia realizează cel mai amplu program de monitorizare a calității energiei electrice, iar SDEE Transilvania Sud prezintă gradul cel mai redus de monitorizare.

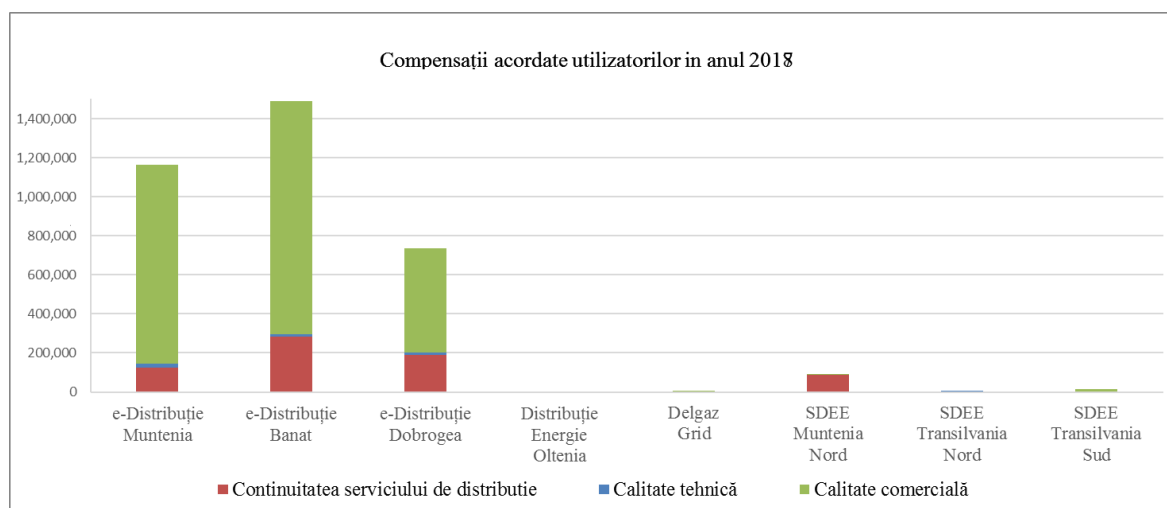
În baza analizei rezultatelor înregistrate de analizoarele de calitate a energiei electrice și în corelare cu reclamațiile pe tema calității energiei electrice înregistrate de operatorul de distribuție se impune desfășurarea de investigații pentru depistarea și eliminarea cauzelor care duc la degradarea indicatorilor de calitate a energiei electrice, precum și implementarea unui management orientat spre îmbunătățirea performanțelor rețelelor electrice.

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

- **timpul mediu de emiteră a avizului tehnic de racordare** în anul 2018, calculat la nivelul întregii țări, a fost de 10,41 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin studiu de soluție, respectiv 15,86 zile pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție,

- **timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare** în anul 2018 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4,73 zile,
- **timpul mediu privind încheierea contractelor de distribuție** a fost de 9 zile la JT, respectiv 7 zile la MT și IT,
- **durata medie a procesului de racordare** (timpul dintre data depunerii cererii de racordare cu documentația de justificare completă până la data punerii sub tensiune a instalației de utilizare) a fost de 90 zile la JT, respectiv 235 zile la MT la nivelul întregii țări, iar costul mediu al procesului de racordare a fost de 1.775 lei la JT, respectiv 92.033 lei la MT,
- **timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la racordare/contestații ATR** a fost de 14 zile la JT și 18 zile la MT, respectând termenul legal de răspuns de 30 zile. La IT a fost înregistrată o singură reclamație cu timp de răspuns de 4 zile.
- s-a înregistrat un număr maxim de **reclamații referitoare la calitatea curbei de tensiune** în cazul S.D.E.E. Muntenia Nord, la JT, de 1.579 din totalul de 4.170 la nivelul întregii țări (2.028 reclamații din 4.227 în anul 2017), respectiv Distribuție Energie Oltenia la MT (70 reclamații din totalul de 203 la nivelul întregii țări);
- **timpul mediu de răspuns la reclamațiile referitoare la calitatea curbei de tensiune** a fost de 13 zile la JT, respectiv 12 zile la MT și IT,
- **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 15 zile la JT, respectiv 13 zile la MT și IT, la nivelul întregii țări,
- **timpul mediu de răspuns la reclamațiile privind datele măsurate** a fost de 11 zile la JT, 8 zile la MT și 4 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 o zi, indiferent de nivelul tensiunii,
- la nivel de țară se constată că 79,5 % din compensațiile acordate consumatorilor au avut la bază neîndeplinirea indicatorilor de calitate comercială a serviciului. Compensațiile privind continuitatea serviciului de distribuție reprezintă 19,69% din total în condițiile în care la nivelul JT compensațiile se acordă doar la solicitarea utilizatorului. Menționăm faptul că standardul 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. Compensațiile privind calitatea tehnică a energiei electrice distribuite reprezintă un procent redus, de 1,26% din totalul compensațiilor.

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.	2.282	6.651	3.704	7	5	2.895	2	7
	lei	122.650	284.950	190.460	1.400	320	87.700	60	1.400
Calitatea tehnică a energiei electrice distribuite	nr.	293	129	106	0	0	0	1	0
	lei	23.445	10.855	9.690	0	0	0	130	0
Calitatea comercială a serviciului de distribuție a energiei electrice	nr.	11.312	11.945	5.848	0	86	63	0	201
	lei	1.018.940	1.193.360	535.470	0	3.620	3.320	0	11.100
TOTAL compensații	nr.	13.887	18.725	9.658	7	91	2.958	3	208
	lei	1.165.035	1.489.165	735.620	1.400	3.940	91.020	190	12.500



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 este de 250.135 (comparativ cu 275.026 în anul 2017 și 320.392 în anul 2016), 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 PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	40.946	17.193	11.138	16.896	23.835	39.661	48.960	51.506	250.135

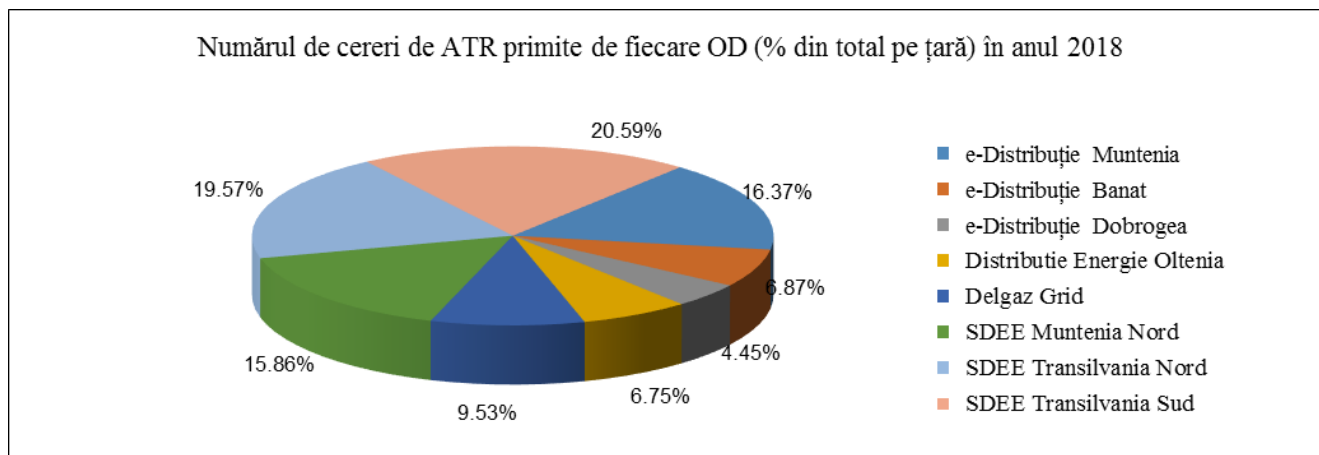
Nu s-au putut emite ATR (din cauza documentației incomplete sau din motive tehnice) pentru 3.029 solicitări, respectiv 1,21% din totalul acestora.

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 emiteră certificatului de urbanism etc.) a fost de 4.595, respectiv 1,84 % din totalul solicitărilor anului 2018 (comparativ cu 1,56 % în anul 2017, respectiv 0,75 % din total în anul 2016).

Numărul total de *ATR emise* în anul 2018 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 PE ȚARĂ
Număr de ATR emise	40.432	16.996	11.031	16.567	23.312	39.661	48.960	50.147	247.106

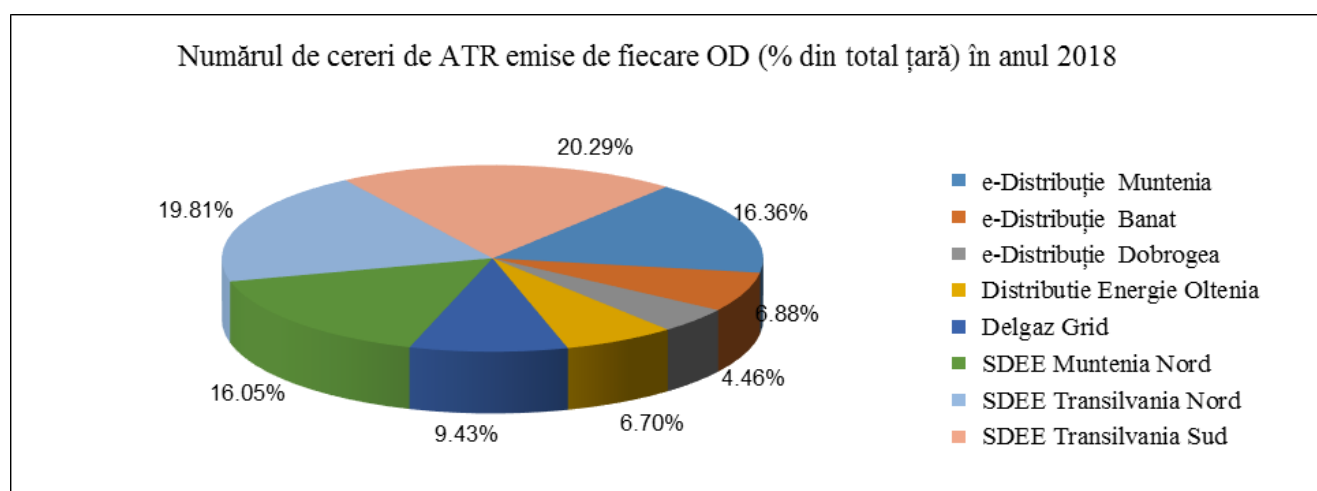
Procent din nr. total de cereri primite (%)	98,74	98,85	99,04	98,05	97,81	100	100	97,36	98,79
---	-------	-------	-------	-------	-------	-----	-----	-------	-------



Numărul minim de ATR emise s-a înregistrat la ENEL Dobrogea (11.031 / 4,46 % din total), iar numărul maxim s-a înregistrat la SDEE Transilvania Sud (50.147 / 20,29 % din total).

Timpul mediu de emiterie 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 a fost de 10,41 zile (fata de de 6,97 zile în anul 2017), iar pentru cazul în care soluția a fost stabilită prin fișă de soluție a fost de 15,86 zile (fata de 17,41 zile în anul 2017), 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 emiterie a ATR pentru soluția stabilită prin	SS	27,70	5,50	27,00	3,52	8,56	1,00	5,00	5,00	10,41
	FS	19,90	24,54	17,44	13,45	12,46	14,83	11,23	13,00	15,86



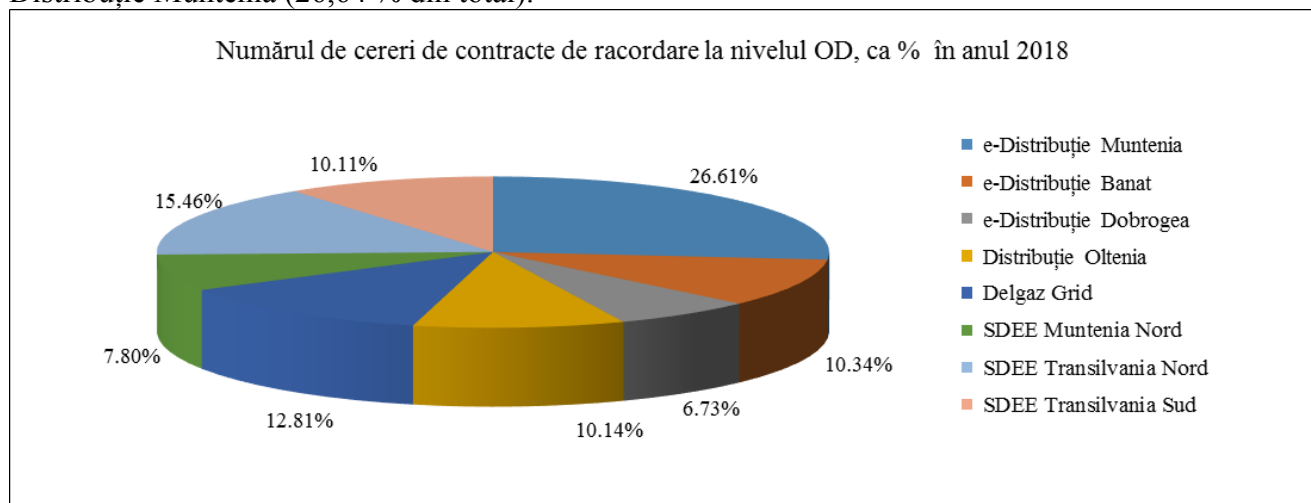
Timpul mediu de emiterie a ATR când soluția este stabilită pe bază de studiu de soluție a depășit cu mult limita termenului maxim de 10 zile admis prin *Standard* în cazul E-Distribuție Muntenia și E-Distribuție Dobrogea.

Contracte de racordare

Numărul total de *cereri de contracte de racordare* în anul 2018 a fost de 135.393. Situația este prezentată în tabelul următor, pe total și pe clienți casnici.

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 PE ȚARĂ
toți consumatorii	36.064	14.018	9.120	13.738	17.365	10.573	20.960	13.555	135.393
clienți casnici	11.389	9.757	6.975	13.738	15.654	7.814	14.822	8.719	88.868

Procentul minim de cereri de contracte de racordare, înregistrat pe toate tipurile de consumatori, este înregistrat la E-Distribuție Dobrogea (6,74 % din numărul total de cereri), iar procentul maxim la E-Distribuție Muntenia (26,64 % din total).



Numărul total de *contracte de racordare încheiate* a fost de 134.184 din cele 135.393 cereri de contracte de racordare, cererile nefinalizate reprezentând cca. 0,59%.

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 PE ȚARĂ
Nr. contracte de racordare realizate	35.849	13.840	9.045	13.132	17.230	10.573	20.960	13.555	134.184

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare în anul 2018 a înregistrat o valoare medie pe țară de 4,73 zile, repartizat la nivel de OD astfel:

OD	E-Distribuție Muntenia	E-Distribuție Banat	E-Distribuție Dobrogea	Distribuție Energi Oltenia	Delgaz Grid	SDEE Muntenia Nord	SDEE Transilvania Nord	SDEE Transilvania Sud	MEDIE PE ȚARĂ
Timpul mediu de încheiere a contractului de racordare	3	3	8	2	2	8	9	4	4,73

Timpul mediu de încheiere a contractelor de racordare a avut o valoare maximă de 9 zile la SDEE Transilvania Nord, în apropierea termenului limită, de 10 zile calendaristice de la data înregistrării cererii, prevăzut în *Standard*.

Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal a fost de 5.003, respectiv 3,69 % din totalul numărului de cereri, 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 PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare la care nu s-a răspuns în termenul legal	2.464	876	1.663	-	-	-	-	-	5.003

Se constată că depășirile de termen se înregistrează în cadrul societăților e-Distribuție Muntenia, Banat și Dobrogea (similar anului 2017).

Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate a fost de 795, respectiv 0,59 % 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 PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte de racordare nefinalizate/nesoluționate	191	177	282	0	135	0	10	0	795

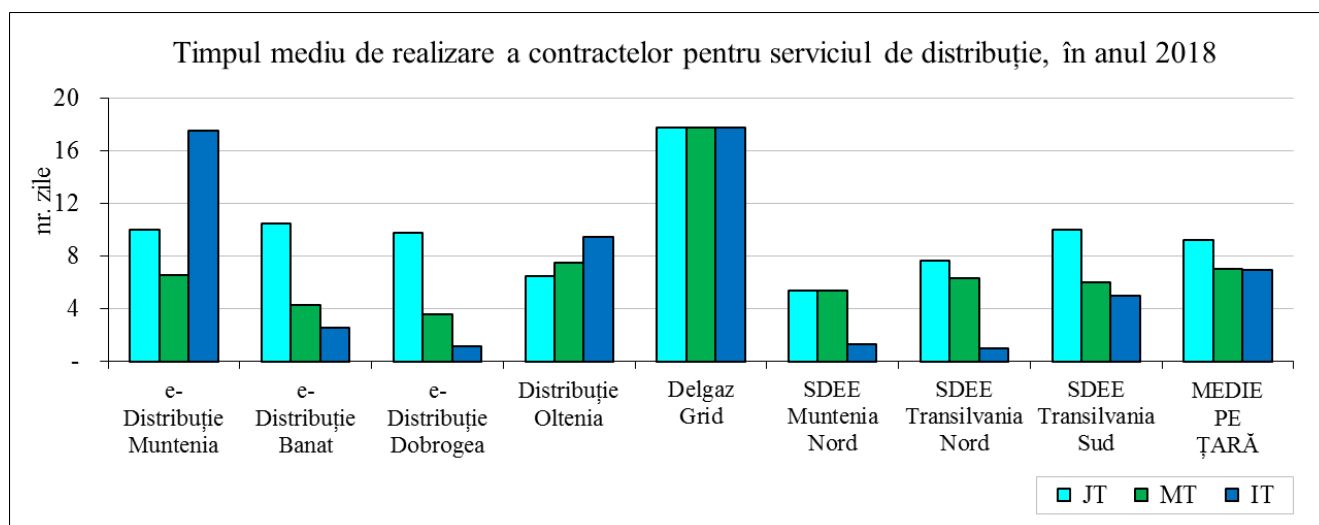
Contracte pentru serviciul de distribuție

Numărul total de cereri de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție în anul 2018 a fost de 601.314 (față de 269.343 în anul 2017), cu distribuția:

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 PE ȚARĂ
Numărul de cereri de contracte pentru serviciul de distribuție	53.305	26.894	15.520	68.663	308.933	29.983	34237	63.897	601.314

Timpul mediu de încheiere a contractelor de distribuție a fost de 9 zile la JT, respectiv 7 zile la MT și 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 ȚARĂ	
Timpul mediu de încheiere a contractelor pentru serviciul de distribuție [zile]	JT	10	11	10	7	18	5	8	10	9
	MT	7	4	4	8	18	5	6	6	7
	IT	18	3	1	10	18	1	1	5	7



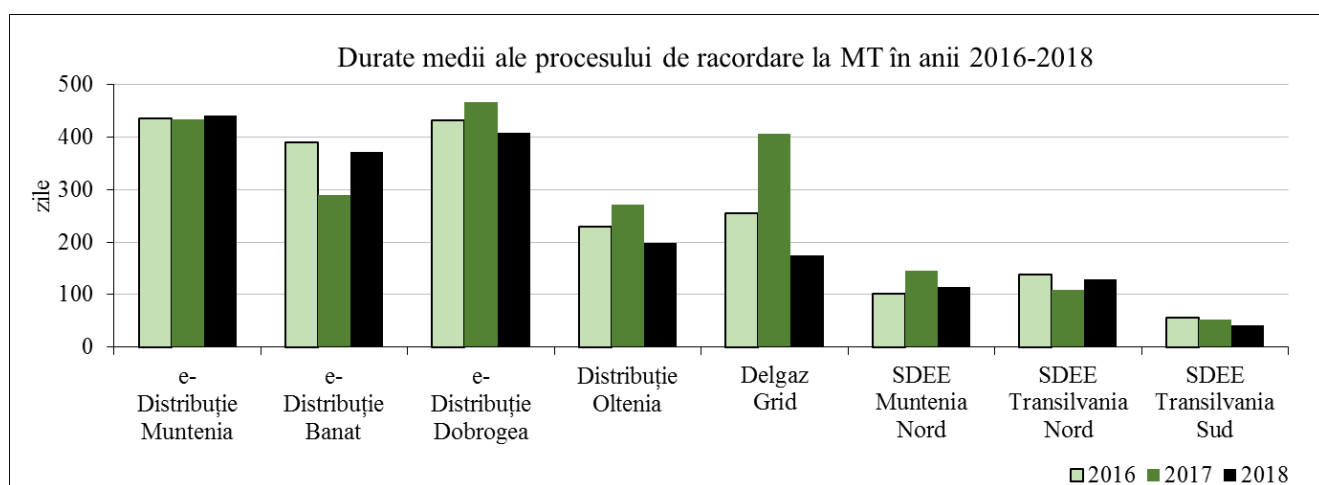
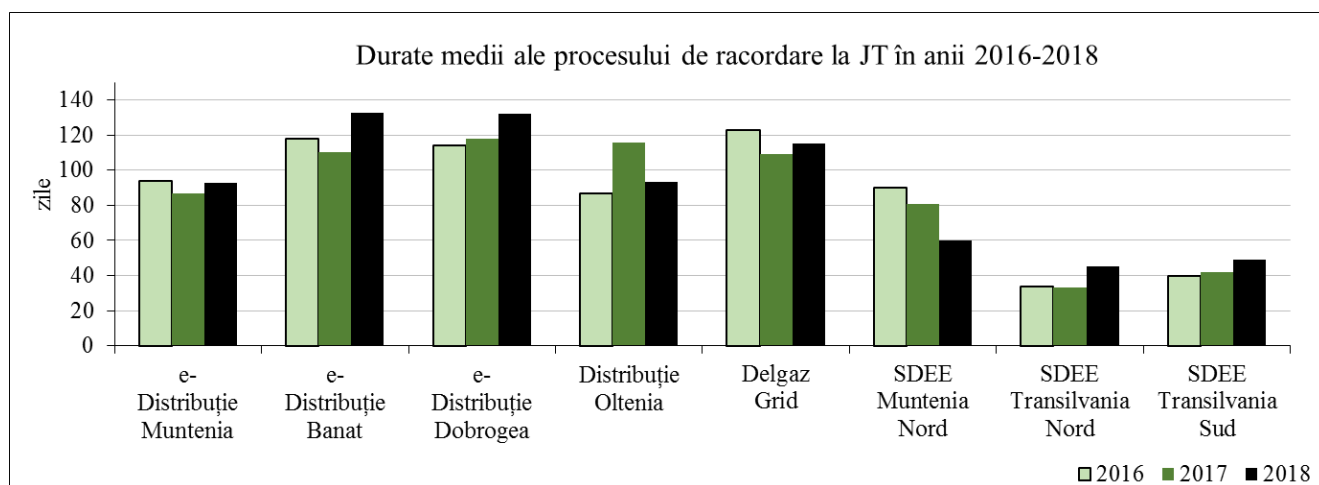
Procesul de racordare

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
Durata medie a procesului de racordare [zile]	JT	93	133	132	93	115	60	45	49	90
	MT	441	371	407	199	175	115	129	42	235
	IT	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Durata medie a procesului de racordare la JT a avut o valoare de 90 zile la nivelul întregii țării (față de 83 zile în anul 2017), situându-se între o 45 zile la SDEE Transilvania Nord și 133 zile la e-Distribuție Muntenia. Se înregistrează performanțe scăzute, comparativ cu media pe țară, în cazul operatorilor E-Distribuție Banat și E-Distribuție Dobrogea.

Durata medie a procesului de racordare la MT a avut o valoare de 235 zile la nivelul întregii țării (față de 234 zile în anul 2017), cu o valoare minimă de 42 zile la SDEE Transilvania Sud și o valoare maximă de 441 zile la e-Distribuție Muntenia. Se remarcă o performanță scăzută a operatorilor E-Distribuție, cu durate medii ale procesului de racordare mult mai mari comparativ cu restul operatorilor de distribuție concesionari.



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
		Costul mediu de racordare [lei] ¹⁾	JT	1.001	2.224	1.927	1.627	1.961	1.438	2.005
	MT	215.614	97.391	85.534	46.695	98.628	37.002	75.036	80.366	92.033
	IT	0	0	0	0	0	0	0	0	0

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

²⁾ S-a înregistrat un singur caz de racordare la IT

Costul mediu de racordare la JT a fost de 1.775 lei la nivelul întregii țări (față de 1.884 lei în 2017) cu o valoare minimă de 1.001 lei la E-Distribuție Muntenia și o valoare maximă de 2.224 lei la E-Distribuție Banat.

Costul mediu de racordare la MT a fost 92.033 de lei la nivelul întregii țări (68.645 lei în 2017) cu o valoare minimă de 37.002 lei la S.D.E.E. Muntenia Nord și o valoare maximă de 215.614 lei la E-Distribuție Muntenia.

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**.

Sunt în derulare consultări cu operatorul de transport și sistem privind adoptarea reglementărilor necesare aplicării prevederilor *Codului de rețea privind situațiile de urgență și restaurarea sistemului*, legate în special de stabilirea gradului de confidențialitate a listei utilizatorilor de rețea semnificativi responsabili cu punerea în aplicare în instalațiile proprii a măsurilor care rezultă din cerințele obligatorii prevăzute în regulamentele europene și a listei utilizatorilor de rețea semnificativi cu prioritate ridicată.

În anul 2018 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.

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

În cursul anului 2018 cadrul legislativ aferent promovării surselor regenerabile de energie s-a modificat astfel:

- **Prin Legea nr. 184/2018:**

a) Începând cu anul de analiză 2018, ANRE stabilește prin ordin, până la data de 1 martie a fiecărui an, cota anuală obligatorie de achiziție de certificate verzi aferentă anului precedent, pe baza consumului final de energie electrică din anul precedent, astfel încât impactul mediu la consumatorul final să fie de maximum 11,7 euro/MWh în anul 2018, de 12,5 euro/MWh în anul 2019, de 13 euro/MWh în anii 2020 și 2021 și de 14,5 euro/MWh începând cu anul 2022,

b) Operatorii economici prevăzuți în *Legea nr 220/2008* la art. 8 alin. (1) vor achiziționa din piața centralizată anonimă spot de certificate verzi, atât anual, cât și trimestrial, un procent de minimum 50% din numărul de certificate verzi aferent îndeplinirii cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi, cu excepția contractelor bilaterale încheiate anterior intrării în vigoare a Ordonanței de urgență a Guvernului nr. 24/2017 și/sau a numărului de certificate verzi transferate din contul de producător în cel de furnizor pentru situația când operatorul economic are obligația de achiziție de certificate verzi și are calitatea atât de producător, cât și de furnizor ,

c) Garantează preluarea tuturor certificatelor verzi estimate a fi emise în perioada 1 aprilie 2017-31 decembrie 2031, inclusiv a certificatelor verzi amânate de la tranzacționare, în condițiile în care consumul final anual de energie electrică nu scade sub valoarea medie înregistrată în perioada 2017-2022,

d) Prin derogare de la art. 23 din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare*, și de la art. X din *Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 24/2017 privind modificarea și completarea Legii nr. 220/2008* pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie și pentru modificarea unor acte normative, producătorii de energie electrică și autoritățile publice care dețin centrale electrice din surse regenerabile de energie care beneficiază de sistemul de promovare prin certificate verzi sau care au beneficiat de sistemul de promovare și dețin certificate verzi, cu puteri instalate de cel mult 3 MW pe producător, pot încheia contracte negociate direct numai cu furnizorii consumatorilor finali pentru vânzarea energiei electrice și/sau a certificatelor verzi,

e) Prosumatorii care dețin unități de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 27 kW pe loc de consum pot vinde energia electrică produsă și livrată în rețeaua electrică furnizorilor de energie electrică cu care aceștia au încheiate contracte de furnizare a energiei electrice, conform reglementărilor ANRE,

f) Cantitatea de energie electrică pentru care se stabilește obligația de achiziție de certificate verzi include energia electrică produsă în România și vândută de către furnizori unor consumatori/furnizori din afara teritoriului României, prin tranzacții bilaterale de energie electrică, în statele cu care Guvernul României are semnate acorduri bilaterale în acest sens.

Modificarea cadrului de reglementare ca urmare a cerințelor Legii 184/2018 s-a realizat prin aprobarea:

- **Ordinului ANRE nr. 157/2018** pentru aprobarea *Metodologiei de stabilire a cotei anuale obligatorii de achiziție de certificate verzi*,
- **Ordinului ANRE nr. 163/2018** pentru modificarea *Regulamentului de emitere a certificatelor verzi*, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 4/2015, cu modificările și completările ulterioare;
- **Ordinului ANRE nr. 164/2018** pentru aprobarea *Regulilor de înregistrare în Registrul Certificatelor verzi a certificatelor verzi consumate pentru îndeplinirea de către operatorii economici a obligației de achiziție de certificate verzi pentru anul de analiză 2018*;
- **Ordinului ANRE nr. 179/2018** pentru aprobarea *Regulamentului de modificare, suspendare, întrerupere și retragere a acreditării acordate centralelor electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile de energie, precum și de stabilire a drepturilor și obligațiilor producătorilor de energie electrică acreditați*;
- **Ordinului ANRE nr. 187/2018** pentru aprobarea *Procedurii de facturare a certificatelor verzi*.

De asemenea, intrarea în vigoare a Legii nr. 184/2018 a creat premisele pentru stabilirea cadrului de reglementare pentru energia electrică produsă în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 27 kW aparținând **prosumatorilor**:

- **Ordinul ANRE nr. 226/2018** pentru aprobarea *Regulilor de comercializare a energiei electrice produse în centrale electrice din surse regenerabile cu putere electrică instalată de cel mult 27 kW aparținând prosumatorilor*,
- **Ordinul ANRE nr. 227/2018** pentru aprobarea *Contractului-cadru de vânzare-cumpărare a energiei electrice produse de prosumatorii care dețin centrale electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 27 kW pe loc de consum și pentru modificarea unor reglementări din sectorul energiei electrice*,

- **Ordinul ANRE nr. 228/2018** pentru aprobarea *normei tehnice "Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru prosumatorii cu injecție de putere activă în rețea"*,
- **Prin Legea nr. 360/2018:**

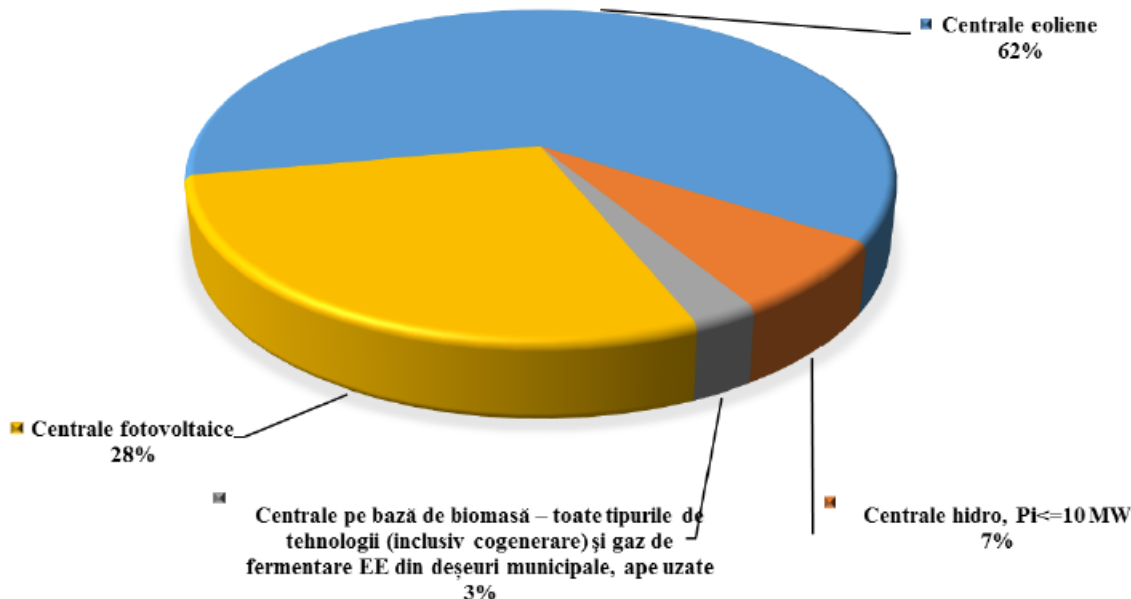
Cantitatea de energie electrică pentru care se stabilește obligația de achiziție de certificate verzi include energia electrică utilizată de către un producător de energie electrică pentru consumul final propriu, altul decât consumul tehnologic și altul decât consumul necesar pentru extracția, prepararea și manipularea materiilor prime folosite la producerea energiei electrice, în cazul unui producător de energie electrică care are în componența sa și extracția, prepararea și manipularea materiilor prime folosite la producerea energiei electrice, indiferent de poziția locului de consum și de modalitatea de transport al materiei prime extrase. Această măsură încă nu a fost notificată către Comisia Europeană, ca urmare nu este încă transpusă în legislația secundară.

Accesarea schemei de promovare prin certificate verzi a fost permisă producătorilor de E-SRE până la 31 decembrie 2016. Numărul producătorilor de E-SRE cu acreditare la sfârșitul anului 2016 a fost de 778 de producători. La sfârșitul anului 2018 numărul producătorilor de E-SRE cu acreditare a fost de 766 (6 dintre aceștia având centrale pentru 2 tipuri de tehnologii de producere), repartizați pe tipuri de surse după cum urmează: 66 utilizează energie eoliană, 102 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, 2017 și 2018.

SRE/tehnologie	Producători E-SRE											
	număr						Capacitate totală instalată P_i [MW]					
	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Centrale eoliene	60	64	66	67	67	66	2593	2810	2932	2963	2962	2961
Centrale hidro, $P_i \leq 10$ MW	69	100	104	103	103	102	263	295	314	348	342	341
Centrale pe bază de biomasă - (inclusiv cogenerare de înaltă eficiență, gaz de fermentare a deșeurilor, gaz de fermentare a nămolurilor din instalațiile de epurare a apelor uzate)	14	14	25	28	28	28	66	81	107	124	124	124
Centrale fotovoltaice	370	403	514	577	576	576	1124	1217	1296	1360	1359	1359

La sfârșitul anului 2018 capacitatea instalată acreditată în unitățile de producție a E-SRE a fost de 4785 MW. În figura de mai jos este prezentată structura capacității electrice acreditată instalate pe tipuri de tehnologii la sfârșitul anului 2018.

Structura capacității electrice instalate acreditată pe tipuri de tehnologii la sfârșitul anului 2018.



Ponderea energiei electrice din surse regenerabile de energie în consumul final de energie electrică în anul 2018 a fost de 43,6%, cu un grad de îndeplinire de 118% comparativ cu nivelul țintelor naționale privind ponderea energiei electrice produse din surse regenerabile de energie în consumul final brut de energie electrică stabilit prin Legea nr 220/2008 (38% pentru anul 2020).

Impactul mediu al certificatelor verzi în factura consumatorului final de energie electrică, pentru anul 2018 a fost de 11 euro/MWh (51,1 lei/MWh), sub cel prevăzut prin Legea nr 220/2008 de maxim 11,7 Euro/MWh, respectiv de 54,446 lei/MWh.

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.

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.

3.1.3. Tarife de rețea și racordare

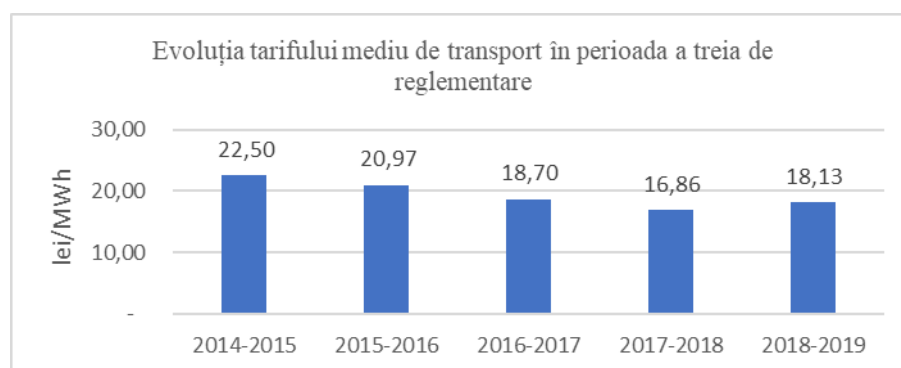
Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice

Tarifele pentru serviciul de transport al energiei electrice pentru perioada a treia de reglementare, 1 iulie 2014 – 30 iunie 2019, se determină în baza *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de transport al energiei electrice*, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 53/2013, modificată și completată prin Ordinul ANRE nr. 87/10.06.2015 și prin Ordinul ANRE nr. 16/24.03.2017.

În aplicarea prevederilor metodologiei menționate, tarifele pentru serviciul de transport se revizuiesc începând cu data de 1 iulie a fiecărui an. Prin urmare, în perioada aprilie – iunie 2018, ANRE a analizat propunerea fundamentată transmisă de OTS, a stabilit și a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 108/2018** tarifele care se aplică în perioada 1 iulie 2018 – 30 iunie 2019, având următoarele valori:

- tariful mediu de transport – 18,13 lei/MWh în creștere cu 7,53 % față de valoarea aprobată pentru anul tarifar anterior, respectiv perioada 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018;
- tariful de transport – componenta de introducere a energiei electrice în rețea (TG) în valoare de 1,18 lei/MWh, în creștere cu 12,38% față de valoarea aprobată de 1,05 lei/MWh pentru anul tarifar anterior 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018;
- tariful de transport – componenta de extragere a energiei electrice din rețea (TL) în valoare de 16,89 lei/MWh, în creștere cu 7,37% față de valoarea aprobată de 15,73 lei/MWh pentru anul tarifar anterior 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018.

Evoluția tarifului mediu de transport aprobat în perioada a treia de reglementare (1 iulie 2014 – 30 iunie 2019), exprimat în termenii nominali ai fiecărui an, se prezintă în figura următoare:

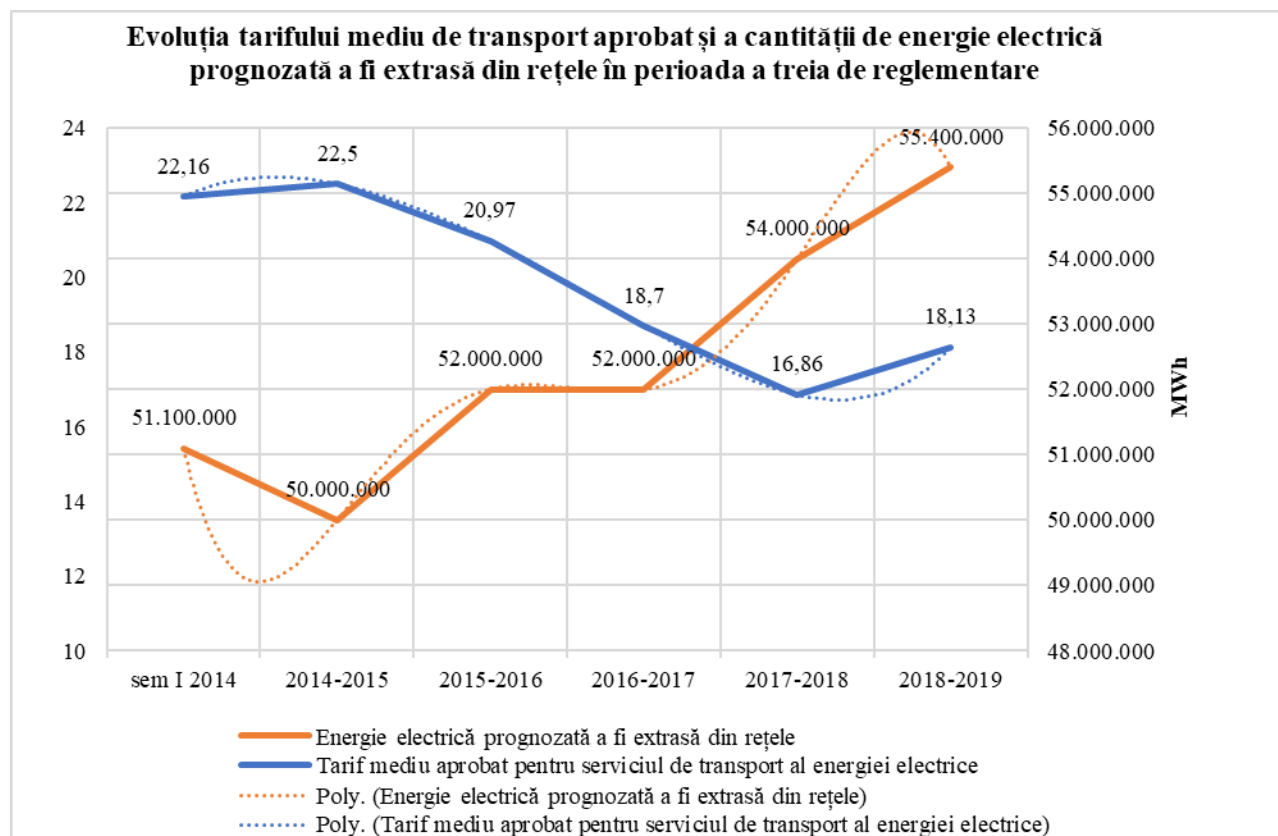


Factorii care au contribuit la evoluția valorii tarifului de transport aprobat, aplicat începând cu 1 iulie 2018, față de valoarea tarifului aflat în vigoare în anul tarifar 1 iulie 2017 – 30 iunie 2018 sunt în principal indicii inflației pentru anii 2017 și 2018 utilizați în calculul tarifului, mai mari față de prognozele anterioare ale Comisiei Naționale de Prognoză utilizate la proiectarea tarifelor, creșterea prețului de achiziție și a cantității de energie electrică pentru acoperirea CPT în RET față de valorile prognozate, creșterea cantității de energie electrică tarifabilă la extracția din rețele și gradul scăzut de îndeplinire, de 29%, al planului investițional aferent anul tarifar 1 iulie 2016 – 30 iunie 2017.

Variația tarifului de transport înregistrată în actuala perioadă de reglementare este determinată în principal de evoluția venitului reglementat, a consumului prognozat de energie electrică în România (evoluția

energiei electrice extrase din rețele) și a diferențelor rezultate între valorile realizate ex-post de OTS (costuri și venituri) față de valorile prognozate ex-ante.

În figura următoare se prezintă prin comparație evoluția tarifului mediu de transport aprobat și a cantității de energie electrică prognozată a fi extrasă din rețele în perioada a treia de reglementare, care evidențiază relația invers proporțională dintre cele două elemente.



Tarifele pentru serviciul de distribuție a energiei electrice

Metodologia de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice prestat de operatorii de distribuție concesionari conține elemente stimulative pe termen scurt și lung privind creșterea eficienței energetice, a siguranței în alimentare, integrarea armonioasă în piață, precum și sprijinirea activității de cercetare aferente serviciului de distribuție a energiei electrice, în conformitate cu prevederile *Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare (Lege)*.

Acest tip de metodologie s-a aplicat începând cu prima perioadă de reglementare și a fost îmbunătățită la începutul fiecărei perioade de reglementare.

Având în vedere începerea celei de-a patra perioade de reglementare la data de 1 ianuarie 2019, ANRE a supus dezbaterii publice propunerea de revizuire a principiilor care stau la baza metodei de calcul al tarifelor, în două etape: etapa I în perioada 03.07.2017-14.08.2017 și etapa a II-a, în perioada 23.04.2018-23.05.2018, iar proiectul *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice* a fost publicat pe pagina de internet a ANRE și supus dezbaterii publice în perioada 20.07.2018-20.08.2018. În cadrul proiectului de ordin s-a avut în vedere respectarea de către ANRE a principiilor enunțate de *Lege*, astfel încât să se asigure în același timp atât garantarea acoperirii costurilor justificate

ale operatorilor de distribuție, cât și protecția utilizatorilor, care se află în situația de a plăti un serviciu public, prestat dintr-o poziție de monopol.

Principalele modificări metodologice cuprinse în Metodologia aprobată prin Ordinul ANRE nr. 169/2018 (Metodologie) față de cuprinsul *Metodologiei de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 72/2013, cu modificările și completările ulterioare* sunt:

- ANRE impune realizarea anuală a unui volum investițional dimensionat la cel puțin valoarea amortizării anuale cumulate aferente mijloacelor fixe incluse în baza reglementată a activelor (BAR);
- ANRE aplică un stimulent în valoare de un punct procentual peste rata reglementată a rentabilității, aprobate în condițiile *Metodologiei*, pentru stimularea noilor investiții în capacități energetice aferente rețelelor electrice de distribuție, în perioada a IV-a de reglementare;
- aplicarea unei corecții anuale cu valoarea investițiilor realizate și recunoscute de ANRE, în scopul realizării integrale a planului de investiții;
- transmiterea la începutul unui an t a planului aferent anului în curs, în scopul simplificării procesului de aprobare anuală a planului de investiții;
- reguli noi privind includerea în BAR a mijloacelor fixe, specificând că nu se includ în BAR mijloacele fixe a căror folosință este obținută prin contract de închiriere/comodat de la terți sau rezultă din lucrări de investiții care vizează mijloace fixe obținute în acest fel, precum și mijloacele fixe a căror folosință este cedată terților prin contract de închiriere/comodat, cu excepția stâlpilor liniilor electrice aeriene;
- diminuarea BAR inițial cu valoarea rămasă de amortizat a mijloacelor fixe ieșite din gestiunea operatorilor de distribuție în perioada 2005-2018, măsură care se va aplica în continuare pentru mijloacele fixe a căror proprietate/folosință urmează să fie cedată;
- pentru stabilirea amortizării reglementate prognozate, în mod convențional, s-a prevăzut ca luna punerii în funcțiune a mijloacelor fixe să fie considerată luna decembrie, în scopul evitării includerii în tarife a unor costuri nejustificate;
- orientarea operatorilor de distribuție concesionari către intensificarea și diversificarea măsurilor în vederea reducerii pierderilor în RED (reducerea costurilor aferente CPT). Se urmărește continuarea mecanismului de stimulare a creșterii eficienței energetice a rețelelor electrice ale operatorilor, trendurile țintelor anuale ale CPT reglementat sunt descendente față de nivelul aprobat/realizat anterior. Se urmărește de asemenea cu preponderență reducerea CPT în rețelele de joasă tensiune. La stabilirea prețului CPT prognozat și acceptat pentru a fi inclus în tarifele de distribuție, ANRE aplică o modalitate unitară de stabilire a acestuia, pentru toți operatorii, care să reflecte posibilitatea de optimizare a acțiunilor de pe piață ale operatorilor pentru achiziția energiei electrice necesare acoperirii CPT;
- orientarea operatorilor de distribuție concesionari în direcția creșterii nivelului de realizare a activității de mentenanță în rețelele electrice de distribuție. În acest sens, conform *Metodologiei*, în situația în care operatorul de distribuție prezintă explicații și justificări pertinente pentru nerealizarea costurilor prognozate pentru această categorie de lucrări într-un an t al perioadei, valoarea prognozată pentru anul $t+1$ se suplimentează cu diferența respectivă, în scopul recuperării întârzierilor și efectuării tuturor lucrărilor prognozate. Operatorul de distribuție are obligația să realizeze în anul următor costurile amânate;
- creșterea gradului de exigență la acordarea câștigului de eficiență aferent costurilor de operare și mentenanță controlabile, altele decât cele aferente lucrărilor de mentenanță, celor de personal și de securitatea muncii. ANRE determină suma aferentă câștigului de eficiență peste valoarea aprobată

pentru fiecare an al perioadei de reglementare p și alocă 60% din aceasta utilizatorilor (mecanism de împărțire a câștigurilor). Câștigul de eficiență luat în considerare este de maxim 5%;

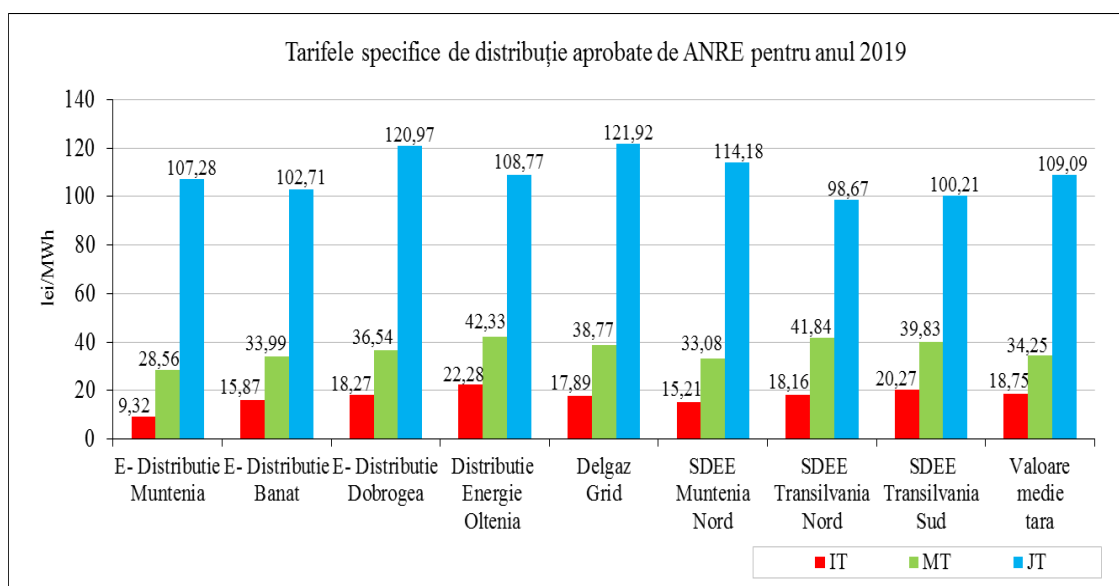
- ANRE a avut în vedere creșterea gradului de transparență și predictibilitate cu privire la costurile recunoscute de ANRE în procesul de stabilire a tarifelor pentru serviciul de distribuție, prin definirea categoriilor de costuri care nu sunt luate în considerare la stabilirea venitului reglementat și a categoriilor de costuri considerate nejustificate;
- ANRE a introdus condiții cu privire la fundamentarea și justificarea costurilor aferente contractelor de prestări servicii încheiate de operatorii de distribuție concesionari cu persoanele afiliate, având în vedere prevederile conținute în Condițiile generale asociate licențelor pentru prestarea serviciului de distribuție, cu privire la încheierea contractelor prin proceduri concurențiale, transparente și nediscriminatorii;
- motivarea operatorilor de distribuție pentru dimensionarea optimă a numărului de personal angajat, în scopul îndeplinirii obligațiilor care le revin prin *Lege*, prin excluderea costurilor aferente salariilor și securității muncii din categoria costurilor controlabile pentru care se aplică factorul de eficiență, corelat cu corectarea anuală integrală a costurilor nerealizate aferente salariilor și securității muncii.

Tarifele specifice pentru serviciul de distribuție a energiei electrice aplicate de operatorii de distribuție concesionari în anul 2019, care reprezintă primul an al celei de-a patra perioade de reglementare (2019-2023), au fost aprobate prin **Ordinele ANRE nr. 194 până la 201 din 2018**.

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 2019 cu cantitățile distribuite de energie electrică sunt următoarele:

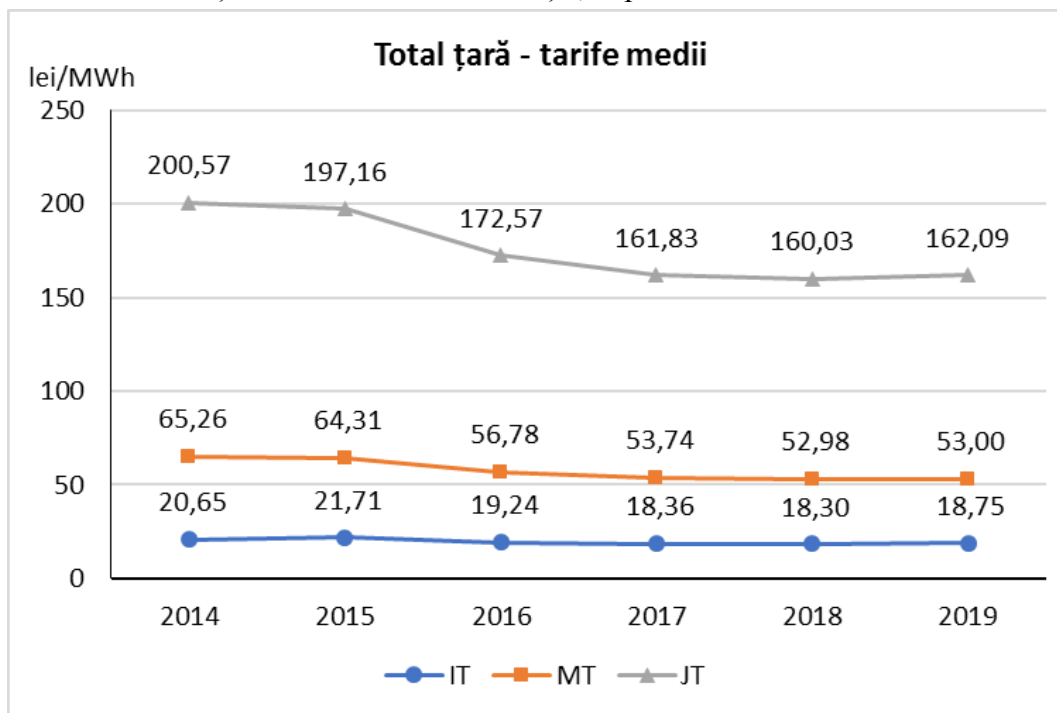
- tariful specific mediu pentru înaltă tensiune – 18,75 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru medie tensiune – 34,25 lei/MWh,
- tariful specific mediu pentru joasă tensiune – 109,09 lei/MWh.

Comparația tarifelor specifice de distribuție aprobate de ANRE pentru anul 2019, pentru cei opt operatori de distribuție concesionari, se prezintă în figura următoare, în care valorile sunt exprimate în termenii nominali ai anului 2019.



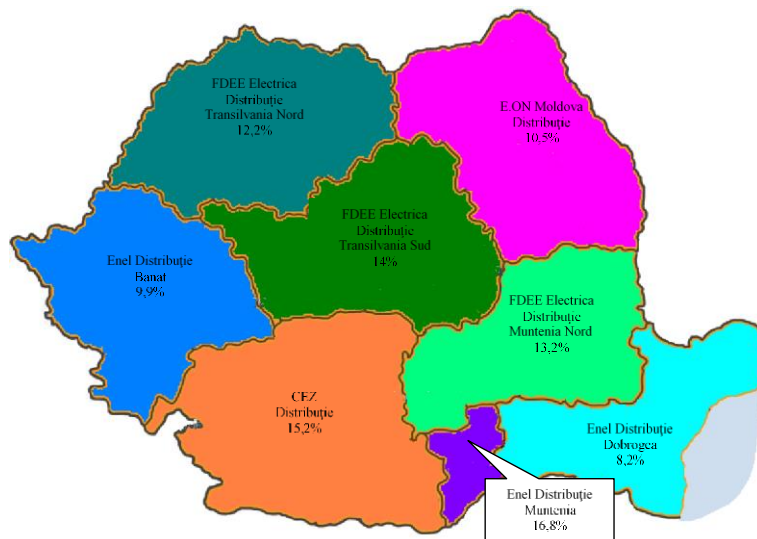
Față de valorile tarifelor medii specifice calculate pentru anul anterior, tarifele medii au variat, înregistrând o variație de 2,46 % la înaltă tensiune, - 1,25 % la medie tensiune și 1,91 % la joasă tensiune.

În figura următoare se prezintă evoluția tarifelor medii de distribuție a energiei electrice aplicate în perioada 2014-2019 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:



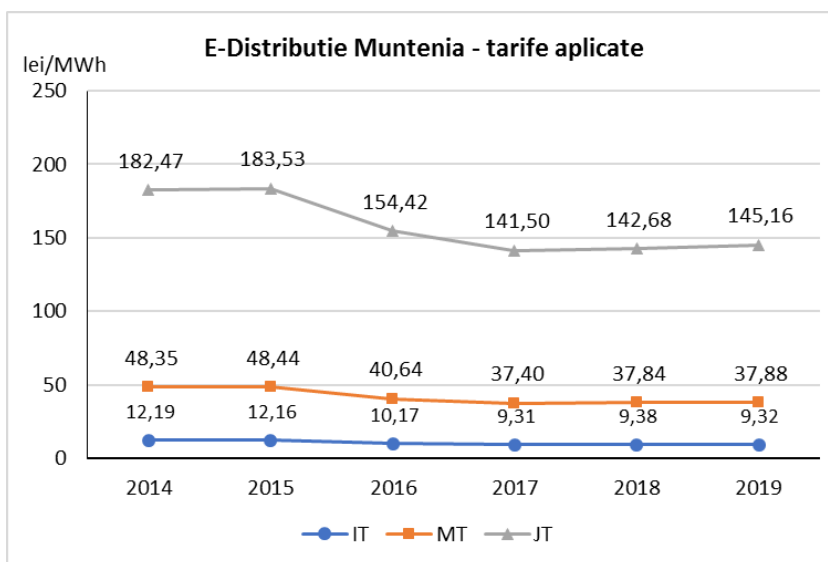
Evoluția descrescătoare a tarifelor de distribuție a energiei electrice în perioada a treia de reglementare (începând cu anul 2014), se explică atât prin creșterea cantității de energie electrică distribuite, cât și prin reducerea veniturilor reglementate ca urmare a impunerii prin *Metodologie* a unor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

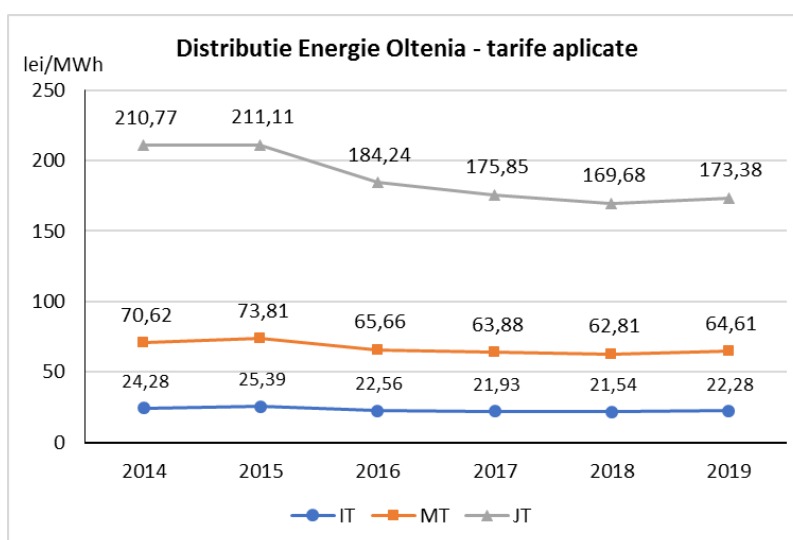
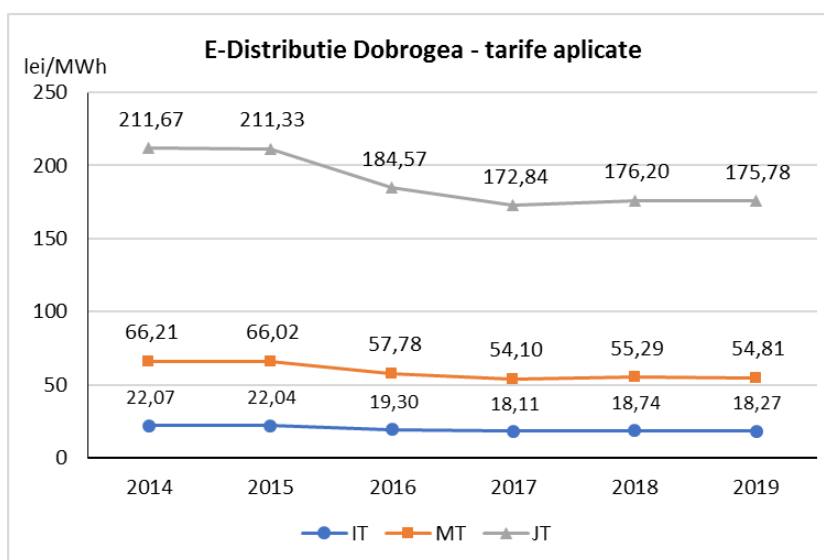
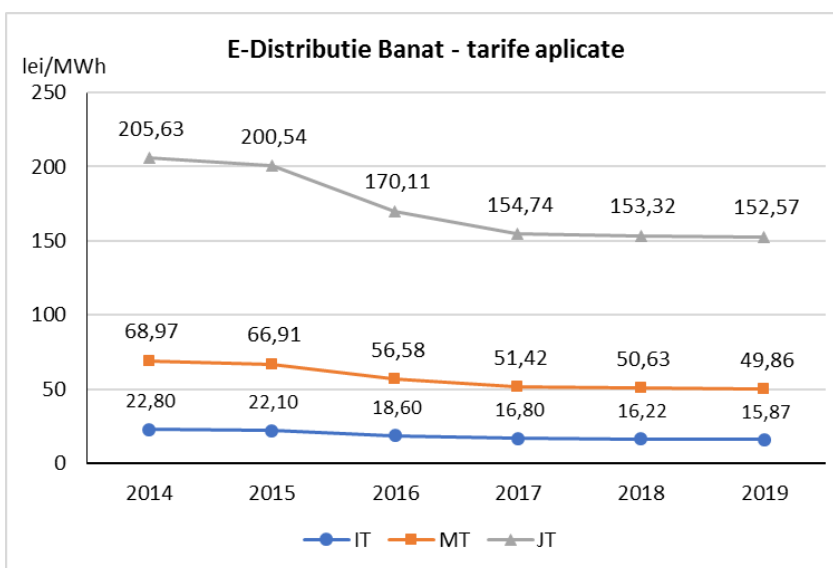
În figura următoare se prezintă repartiția pe țară, între cei opt operatori de distribuție concesionari, a energiei electrice în valoare cca. **44,8 TWh, care a fost distribuită în anul 2018.**

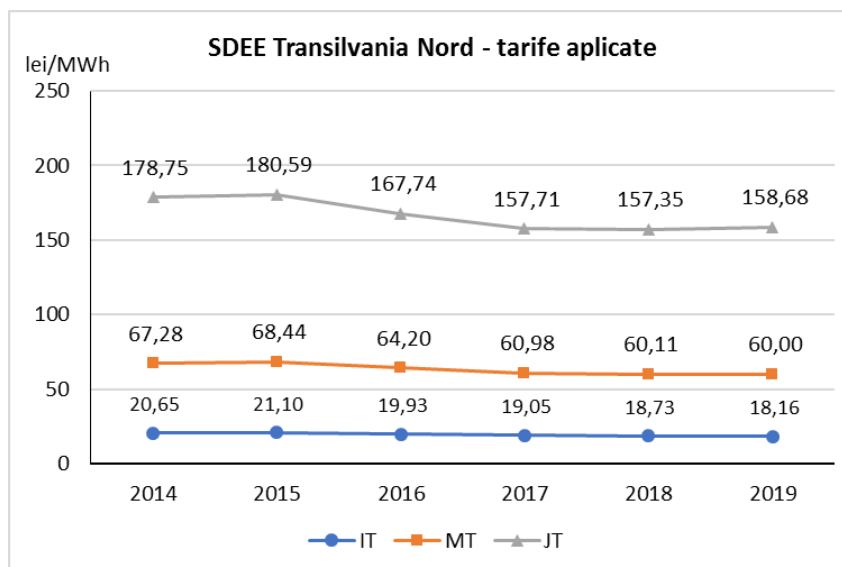
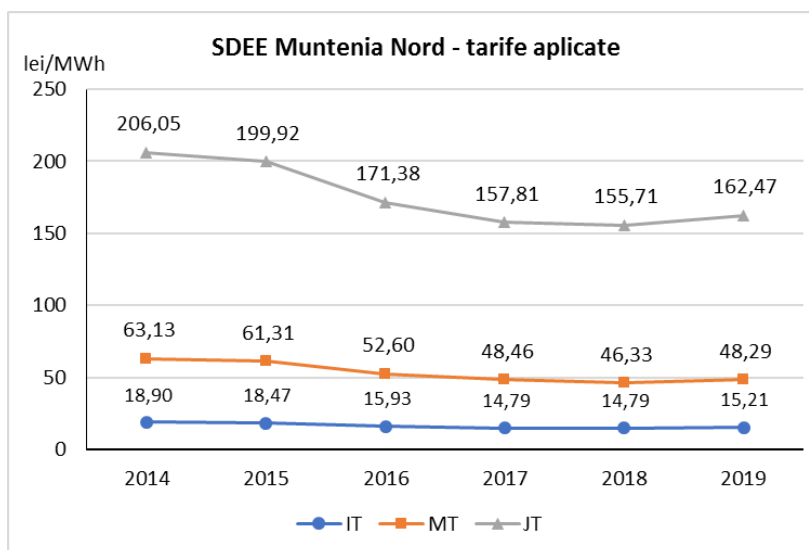
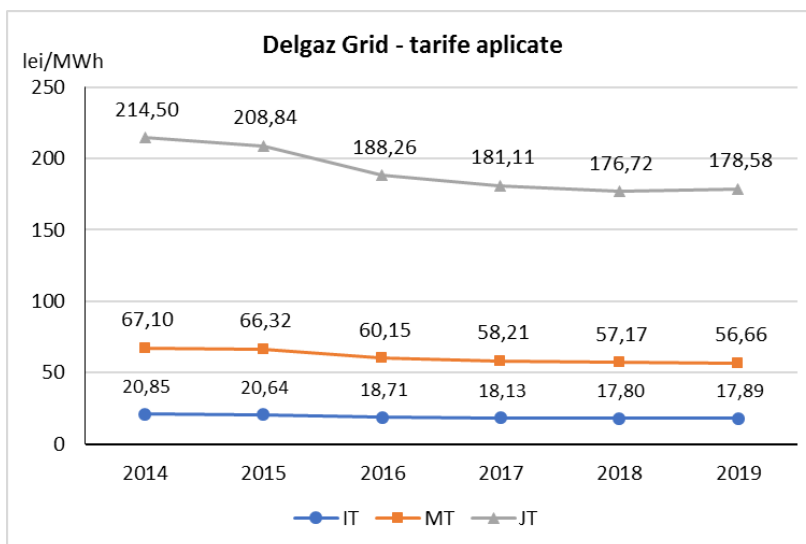


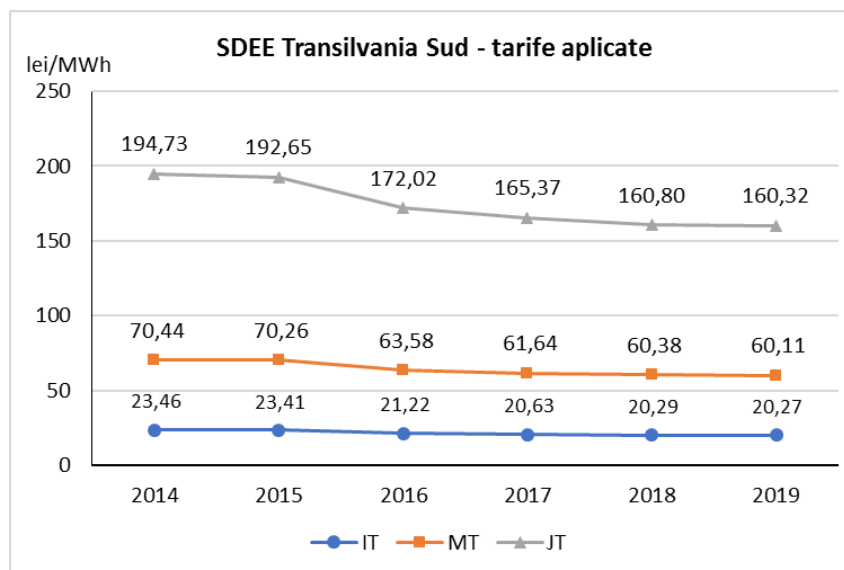
Se menționează că în aplicarea prevederilor art. 48 alin. (2) lit. (c) din *Legea energiei electrice nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare*, conform cărora operatorii de distribuție concesionari, ca și operatorul de transport și de sistem, au obligația publicării costurilor privind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

În figurile următoare se prezintă **evoluția tarifelor de distribuție aplicate de fiecare operator de distribuție concesionar în perioada 2014-2019**, 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.









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 2018, au fost aprobate 4 decizii 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

Prin Ordinul ANRE nr. 11/2014 a fost aprobată *Metodologia de stabilire a tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public* care reglementează modul de stabilire a tarifelor pe care utilizatorii le achită operatorilor de rețea pentru racordarea la rețelele electrice de interes public. Anexa nr. 1 la Metodologie, care cuprinde schemele și condițiile de realizare standard a instalației de racordare, utilizate la stabilirea indicilor specifici pentru calculul componentei T_R a tarifului de racordare, a fost modificată prin Ordinul ANRE nr. 113/2018.

În prezent sunt în vigoare tarifele specifice și indicii specifici utilizați la stabilirea componentelor T_R , T_U și T_1 ale tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobate prin Ordinul ANRE nr. 141/2014, cu modificările aprobate prin Ordinul ANRE nr. 113/2018.

Ordinul ANRE nr. 113/2018 aprobă noi indicii specifici care se utilizează pentru calculul componentei T_R a tarifului de racordare pentru branșamente și posturi de transformare. Valorile acestor noi indicii au rezultat prin scăderea contravalorii contorului de decontare și a costului cu montarea acestuia, ce fuseseră luate în considerare la stabilirea inițială a indicilor respectivi. În prezent costul grupului de măsurare se suportă prin tarifele de rețea a energiei electrice. Măsura a avut în vedere atât armonizarea cadrului de

reglementare privind gazele naturale și energia electrică, cât și aplicarea unui tratament unitar cu privire la utilizatorii noi și cei existenți.

Tarifele reglementate de emitere/actualizare a avizelor tehnice de racordare, a certificatelor de racordare și a avizelor de amplasament sunt aprobate prin **Ordinului ANRE nr. 114/2014**, cu modificările și completările ulterioare, fiind determinate conform prevederilor *Metodologiei de stabilire a acestor tarife*, aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 61/2014**, cu modificările și completările ulterioare.

Implementarea la nivel național a codurilor europene de acces la rețelele electrice de interes public

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 2018, au fost aprobate:

- **Ordinul ANRE nr. 191/2018** pentru aprobarea *Procedurii privind obținerea derogărilor unităților generatoare, pentru neîndeplinirea uneia sau mai multor cerințe prevăzute în norma tehnică* - Regulamentul UE nr. 631/2016, art. 60-65.
- **Ordinul ANRE nr. 208/2018** pentru aprobarea *Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public a modulelor generatoare, a centralelor compuse din module generatoare, a centralelor offshore cu module generatoare* - Regulamentul UE 631/2016, art. 1-4, 6, 7, 9, 12-28,
- **Ordinul ANRE nr. 214/2018** pentru aprobarea *Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone* - revizuirea Ordinului ANRE nr. 72/2017- Regulamentul (UE) 631/2016, art 7.

Aspecte transfrontaliere Alocarea capacităților 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 și scurt.

Pe granița **României cu Ungaria**, licitațiile pentru alocarea pe termen lung se desfășoară explicit și sunt organizate de MAVIR (OTS-ul ungar) pe baza Regulilor de Alocare Armonizată pe Termen Lung (HAR UE). Licitațiile intra-zilnice se desfășoară tot explicit și se află în organizarea CNTEE Transelectrica S.A., în timp ce cele zilnice se realizează implicit, prin intermediul mecanismului 4M MC; 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** se organizează doar licitații explicite pentru alocarea capacităților pe termen lung (în organizarea CNTEE Transelectrica S.A.), și respectiv licitații explicite zilnice (în organizarea ESO-EAD - OTS-ul bulgar). 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 pe toate orizonturile de timp: pe termen lung și intra-zilnic organizate de CNTEE Transelectrica S.A., iar licitațiile zilnice organizate de EMS (OTS-ul sârb).

Pe granița cu **Ucraina**, alocarea capacităților de interconexiune se desfășoară prin licitații explicite doar 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.

Pe granițele cu **Ungaria, Bulgaria și Serbia** 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.

Stabilirea valorii ATC disponibile pentru licitațiile zilnice și intra-zilnice (organizată pentru șase sesiuni de licitație) utilizează principiul de “netting”. Licitațiile organizate de CNTEE Transelectrica S.A. se realizează utilizând platforma DAMAS, moneda de tranzacționare fiind euro. Începând cu 1 ianuarie 2018 pe granițele cu Bulgaria și Serbia și din 1 februarie 2018 pe granița cu Ungaria, notificarea drepturilor fizice de transport se realizează în conformitate cu principiul de nominalizare de tip “m:n” pentru toate orizonturile de timp.

Capacitatea solicitată la licitația anuală a atins niveluri foarte mari pe granița cu Ungaria (2157 MW la export respectiv 1712 MW la import), mult peste valorile ATC scoase la licitația anuală (350 MW în ambele direcții). Deși solicitările de capacitate au depășit cu mult valorile ATC și pe granițele cu Serbia și Bulgaria, interesul din partea participanților nu a fost însă la fel de mare (export Serbia capacitate solicitată 668 MW față de 228 MW valoare ATC, import Bulgaria capacitate solicitată 456 MW față de 100 MW valoare ATC).

Din datele publicate de CNTEE Transelectrica S.A. reiese faptul că prețurile rezultate la licitația anuală pe granițele cu Ungaria și Serbia au fost mai mari în direcția export (2,03 euro/MWh respectiv 1,75 euro/MWh) față de cele în direcția import care au avut valori sub 0,3 euro/MWh, în timp ce pe granița cu Bulgaria prețul mai mare a fost cel pentru direcția import din Bulgaria (2,27 euro/MWh față de 0,62 euro/MWh la export).

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.

Pe granița cu Ungaria, interesul participanților a fost canalizat în primul rând pentru export, materializat într-un preț de 2,03 euro/MWh rezultat în urma organizării licitației anuale. Ulterior, la licitațiile lunare, valorile de preț au crescut lună de lună, pornind de la 2,52 euro/MWh la licitația din luna ianuarie și ajungând la maxime de 6,27-6,51 euro/MWh în lunile august-septembrie, pentru ca spre sfârșitul anului să scadă din nou, până la un preț de 2,87 euro/MWh în luna decembrie 2018. La licitațiile de alocare zilnică implicită, valorile medii lunare ale prețului congestiei au variat între 8,4 euro/MWh în luna mai și 17,24 euro/MWh în luna august, cu o medie anuală de 13,3 euro/MWh. Tot la licitațiile de alocare zilnică implicită s-au înregistrat și valori maxime de preț pe anumite intervale orare de peste 50 euro/MWh în februarie, aprilie și septembrie și un maxim al anului de 63,55 euro/MWh pe un interval orar din luna noiembrie 2018. Prețurile la licitațiile intrazilnice au fost apropiate de 0. Valori ne semnificative au avut și prețurile la licitațiile pe direcția import pe toate orizonturile de timp.

Pe granița cu Bulgaria, pe lângă prețul la licitația anuală pe direcția import de 2,27 euro/MWh, sunt de remarcat prețurile rezultate în urma licitațiilor pentru alocările lunare la import, care, începând cu luna iulie (8,33 euro/MWh), au înregistrat valori mai mari decât în prima parte a anului, la licitația pentru alocarea lunii noiembrie obținându-se prețuri între 14,50-15,25 euro/MWh, din mai multe sesiuni de licitație organizate. La licitațiile zilnice, în lunile martie, septembrie și octombrie 2018 s-au înregistrat prețuri orare maxime de valori semnificative atât pe direcția import, cât și pe cea de export (de exemplu, în martie – maxime orare de 16,8 euro/MWh la export și 18 euro/MWh la import, în septembrie - de 18,93 euro/MWh la export și 44,12 euro/MWh la import, în octombrie - de 15,81 euro/MWh la export și 44,12

euro/MWh la import), iar în luna noiembrie pe un interval orar la import s-a obținut prețul de 55,3 euro/MWh.

Exportul a reprezentat și în cazul graniței cu Serbia direcția pentru care participanții au ofertat cel mai mult, conducând la prețuri semnificative atât la licitația anuală (1,75 euro/MWh), cât și la cele pentru alocarea lunară de capacitate, unde prețurile obținute au variat între 0,01 și 6,55 euro/MWh. De remarcat este faptul că pentru majoritatea alocărilor lunare pentru ambele direcții, pe granița cu Serbia s-au organizat licitații pe mai multe subperioade. Prețurile obținute la licitațiile intrazilnice au avut valori ne semnificative.

La nivelul anului 2018, cea mai mare valoare medie anuală a gradului de utilizare a capacității totale alocate, indicator calculat ca medie aritmetică a valorilor lunare, s-a înregistrat, ca și în anul anterior, pe direcția export pe granița cu Serbia (cca. 64%), urmat de exportul către Ungaria (cca. 47%) și importul din Bulgaria (cca. 41%). În cazul exportului către Serbia, se remarcă valori mari ale indicatorului calculat în toate lunile anului, ajungându-se în iulie-august la procente de peste 95%.

Pentru importul din Bulgaria, perioada cu cel mai mare grad de utilizare a capacității alocate a fost septembrie-decembrie 2018, cu valori peste 60%, iar pentru exportul către Ungaria, procentul maxim de utilizare s-a înregistrat în luna iulie 2018 (aprox. 60%).

Cea mai mare parte a veniturilor obținute de CNTEE Transelectrica S.A. din alocarea capacităților de interconexiune (aproape 82 milioane lei) au provenit, ca și în anul precedent, din licitațiile pentru alocările pe termen lung (cca. 88%), cealaltă parte a veniturilor fiind obținute din licitațiile pentru alocările zilnice. În primul semestru din 2018, cele mai mari venituri lunare din alocarea capacităților pe termen lung s-au înregistrat pe direcția export către Ungaria și Serbia, respectiv import și export din Bulgaria. Începând din iulie 2018, câștigurile cele mai mari s-au obținut din licitațiile pe direcția import din Bulgaria și export către Ungaria și Serbia (lunile iulie, octombrie, noiembrie și decembrie).

Veniturile din licitațiile intra-zilnice au avut valori ne semnificative, 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.

Raportarea sumei veniturilor operatorului de transport și de sistem provenite din gestionarea congestiilor în perioada 1 iulie 2018-30 iunie 2019 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 2019 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:

- a) garantarea disponibilității reale a capacității alocate și/sau
- b) menținerea sau creșterea capacităților de interconexiune prin investiții în rețele, în special investiții în noi interconexiuni sau

c) 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 2018 – 30 iunie 2019 se prezintă în tabelul următor.

Interconexiunea	Jul-18	Aug-18	Sep-18	Oct-18	Nov-18	Dec-18	Jan-19	Feb-19	Mar-19	Apr-19	May-19	Jun-19	Cumulat an
Romania - Serbia*	944.968,61	2.285.249,82	1.388.795,77	1.722.466,69	1.893.994,44	1.714.247,19	2.013.609,33	1.533.269,05	1.405.112,62	1.364.277,74	1.256.547,75	1.429.997,76	18.952.536,77
Serbia - Romania*	27.412,85	13.442,74	44.724,45	48.153,38	19.716,05	48.401,74	82.962,70	56.347,60	60.132,95	60.203,10	94.288,06	56.186,55	611.972,17
Romania - Bulgaria*	249.138,32	260.058,50	285.595,16	310.605,66	213.775,11	198.357,53	219.576,05	201.174,84	325.093,73	293.083,70	607.421,48	498.175,76	3.662.055,85
Bulgaria - Romania*	2.902.747,13	2.652.638,30	2.692.814,13	5.124.691,31	6.299.714,71	4.779.115,64	2.145.755,03	2.472.086,49	2.073.714,29	1.757.115,79	1.559.882,67	1.738.083,13	36.198.358,62
Romania - Ungaria*	2.154.894,80	2.592.399,93	2.737.750,51	2.380.133,40	2.311.718,48	1.873.091,81	2.997.776,77	2.806.335,44	2.581.688,77	2.470.675,52	2.384.619,74	2.402.232,81	29.693.317,98
Ungaria - Romania*	197.228,16	185.253,77	211.289,24	304.206,48	277.806,61	384.981,48	768.328,68	685.193,52	165.388,16	349.717,54	450.559,08	282.149,03	4.262.101,74
Romania - Ucraina	7.379,22	0,00	98.684,78	2.450,60	23.500,52	45.059,91	13.836,91	11.000,54	38.770,26	855,28	0,00	7.997,98	249.536,00
Ucraina - Romania	3.242,40	4.026,84	8.940,87	0,00	671,45	31.195,32	0,00	62.860,22	28.651,94	1.938,65	85.028,49	131.966,60	358.522,78
Romania - Moldova	0,00	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0	0,00
Moldova - Romania	0,00	0	0	0	0	0	0,00	0	0	0	0	0	0,00
TOTAL	6.487.011,49	7.993.069,89	7.468.594,91	9.892.707,52	11.040.897,37	9.074.450,62	8.241.845,47	7.828.267,69	6.678.552,73	6.297.867,32	6.438.347,27	6.546.789,63	93.988.401,92

* 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. 55,92% din venituri provin din licitații ale capacității pentru export și cca. 44,08 % pentru import. Repartiția pe graniță indică faptul că 36,13 % din venituri provin din capacitatea alocată între România și Ungaria, 20,82 % din licitații de alocare a capacității între România și Serbia și 42,41 % din licitații de alocare a capacității între România și Bulgaria. Doar 0,65 % din venituri provin din licitații de alocare a capacității între România și Ucraina.

În perioada cuprinsă între 1 iulie 2018 și 30 iunie 2019, CNTEE Transelectrica S.A. a înregistrat venituri din congestii în valoare totală de 93.988.449 lei, ceea ce reprezintă la un curs mediu leu/euro de 4,7328 lei/euro, suma de 19.858.952 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 75.002.782 lei (15.847.444 euro). Veniturile totale virate în contul distinct în perioada 1 ianuarie 2013-30 iunie 2019 sunt 340.184.839 lei după aplicarea impozitului pe profit și a rezervei legale, ceea ce reprezintă 71.878.135 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 2019 a fost utilizată suma de 7.002.799 lei (1.479.631 euro) și, respectiv în întreaga perioadă 1 ianuarie 2013- 30 iunie 2019, suma 178.071.158 lei (37.624.907 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 2019, în conformitate cu prevederile 16 alin. (6), al doilea paragraf al Regulamentului (CE) nr. 714/2009, ANRE a aplicat o corecție pozitivă în valoare de 11.575.635 lei (2.445.832 euro) rezultată din închiderea perioadei tarifare 1 iulie 2017-30 iunie 2018.

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):

Poziția din Anexa F2 la Planul de Dezvoltare 2018-2027	Denumire proiect	Plati 2013	Plati 2014	Plati 2015	Plati 2016	Plati 2017	2018	Plati ian-junie 2019	TOTAL Plati 2013 - 30.06.2019	Stadiu proiect
F4	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) - proiect nr. 25	356.936,00	4.018.228,39	34.716.516,28	21.361.325,40	26.138.957,68	13.164.005,37	7.450,00	99.763.419,12	Finalizat martie 2018
F1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resița - Timișoara - Sacalaz - Arad - Etapa I: - LEA 400kV s.c. Portile de Fier - (Anina) - Resița (proiect nr. 26) + extinderea stației Portile de Fier (proiect nr.382) + Stația Resița (proiect nr.383)	2.278.157,04	6.881.316,48	63.605.770,87	-25.646.091,34	9.995.497,44	6.028.075,04	337.764,30	63.480.489,83	1.Extindere stație Portile de Fier -finalizat 2016 2. LEA 400 kV Portile de Fier-Anina Resița: Tronsonul LEA 400 kV Anina-Resița (reabilitare) realizat 90% LEA 400 kV Portile de Fier-Anina (LEA noua) -in executie. A fost condiționat de HG de scoatere din fond forestier care s-a emis în 30.05.2019 3. Stația 400 kV Resița: Contract semnat în anul 2015 și denunțat în anul 2017 de către executant intrat în insolvența. Reluat procedura de licitație în 11.05.2018. Contractul a fost împărțit în doua componente: 1. achiziție echipamente secundare și servicii asociate. Contract semnat în anul 2018 2. achiziție echipamente primare. În procedura de achiziție -in etapa de evaluare oferte
F2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad Etapa II: LEA 400 KV d.c. Resița-Timișoara - Sacalaz + stația 400kV Timișoara + stația 110 kv Timișoara	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	4.401.261,38	4.401.261,38	Pentru proiectul "LEA 400 kV d.c. Resița-Timișoara-Sacalaz" este în curs de obținere Acordul de mediu. Pentru proiectul "Retehnologizare stația 110 kv Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kv a axului Portile de Fier - Anina - Resița - Timișoara - Sacalaz - Arad, etapa II: Stația 400 kv Timișoara", lucrările de executie sunt în derulare
F3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad Etapa III: LEA 400 KV d.c.Timișoara - Sacalaz - Arad + stația 400/110 kv Sacalaz+ extindere stația 400 Arad	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Pentru proiectul "LEA 400KV d.c. Timișoara - Sacalaz - Arad" sunt în derulare serviciile de proiectare pentru elaborarea SF, PT+CS. Pentru proiectele "Stația 400 kv Sacalaz și reteleologizare stația 110 kv Sacalaz" și proiectul "Extindere stație 400 kv Arad și reteleologizare stația de 110 kv Arad" sunt în pregătire caietele de sarcini pentru achiziția serviciilor de proiectare.
F5	LEA 400 KV d.c. (1 c.e) Gutinas- Smardan (proiect nr.779,133)	13.552,74	17.484,87	6.060,23	40.100,05	466.919,90	487.522,23	55.157,00	1.086.797,02	-In curs de inițiere revizuire Acord de Mediu necesar obținerii HG de scoatere din fond forestier - S-a inițiat circuitul intermisterial de aprobare HG de transfer drept de administrare al terenurilor din patrimoniul public al statului de pe traseul LEA - În curs de pregătire documentație pentru obținere HG de scoatere din circuitul agricol; -Se negociază contractul de finanțare în urma aprobării cererii de finanțare în cadrul Programului Operațional Infrastructură Mare în aprilie 2019;
F6	Extinderea stației 400 kv Cernavoda, et. II: racordare linii noi (proiect nr.623)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	974,00	72,00	1.046,00	Lucrări de executie în derulare
F7	LEA 400 KV d.c. Cernavoda - Stalpu și racord în stația Gura Ialomitei (linie nouă) (proiect nr.31)	2.388,77	3.281,73	8.159,13	5.891,62	1.020,00	2.489.984,19	1.980.909,20	4.491.634,64	Procedura de achiziția a fost inițiată în 24.05.2018. În data de 29.05.2019 a fost aprobat de către Directorat Raportul procedurii licitație. În 31.05.19 s-au transmis comunicările către Ofertanți iar în 10.06.19 un ofertant a depus contestația la CNSC. În 18.06.19 TEL a transmis la CNSC PV propriu. În curs de soluționare contestație
F8	Extinderea stației 400 kv Gura Ialomitei cu doua celule: LEA 400 KV Cernavoda 3 și LEA 400 KV Stalpu (proiect nr. 314)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1.132,12	1.132,12	Procedura de achiziție lucrari în curs
F9	Stația 400 kv Stalpu(stație nouă) + Modernizare celule 110 kv si medie tensiune (proiect nr. 23)	0,00	89.500,00	64.000,00	49.556,00	56.424,74	147.408,10	0,00	406.888,84	Procedura de achiziție lucrari în curs- evaluare oferte
F10	LEA 400 kv Gadaln - Suceava, inclusiv interconectarea la SEN (proiect nr.20)	317.094,40	5.126,13	4.679,07	715.703,96	14.700,35	359.853,56	505,86	1.417.663,33	S-a obținut Avizul de mediu nr.1/2019. În curs de pregătire documentație pentru emisie HG de expropriere
F11	LEA 400 kv Suceava - Bălti, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României (proiect nr.21)	575.207,07	165.945,00	940.000,01	246.374,29	818.392,00	8.463,00	0,00	2.754.381,37	În 6.03.2018 s-a predat la MEC documentația pentru emisie OM indicatori și HG expropriere; S-a emis Ordinul MEC. Nr 848/05.07.2018 de aprobare indicatori th-ec. În curs de emisie HG de expropriere terenuri afectate de LEA.
F12	LEA 400 kv s.c. Oradea Sud - Nadab - Bekescsaba, etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48) ai LEA 400 kv Oradea Sud - Nădab	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	47.897,20	218.546,79	266.443,99	HG nr.330/2018 pt expropriere teren de sub ultimele 2 borne astfel încat sa devina posibila finalizarea LEA (tronson stâlpii 1-42). S-a reluat procedura de licitație în data de 18.04.2019. S-a anulat din cauza depășirii valorii estimate. Perioada de executie 24 luni de la data semnării contractului
TOTAL		3.543.336	11.180.883	99.345.186	-3.227.140	37.491.912	22.734.183	7.002.799	178.071.158	

La data întocmirii prezentului raport, la dispoziția CNTEE Transelectrica S.A. a rămas suma de 162.113.682 lei (34.253.229 euro), depusă în contul dedicat, în vederea utilizării în conformitate cu prevederile art. 16 (6) al *Regulamentului*.

		2013	2014	2015	2016	2017	2018	ian - iunie 2019	Total 2013 -iunie 2019
		lei (euro)	lei (euro)	lei (euro)	lei (euro)	lei (euro)	lei (euro)	lei (euro)	lei (euro)
Cont 704.05	Venituri din alocarea capacității de interconexiune (cont 704.05), din care:	23.459.854	78.213.260	102.160.979	82.232.459	75.726.834	81.713.395	42.031.724	485.538.505
	venituri utilizate în calculul tarifului de transport*	(5.308.860)	(17.597.368)	(22.983.347)	(18.311.316)	(16.577.315)	(17.558.802)	(8.880.942)	(102.590.117)
		0	0	-17.729.577	-18.845.650	-16.747.481	-17.494.640	11.575.635	-59.241.714
	Venituri care urmează să se repartizeze	23.459.854	78.213.260	84.431.402	63.386.809	58.979.353	64.218.755	53.607.359	426.296.791
	Rezerva legală 5%	1.172.993	3.910.663	4.221.570	3.169.340	2.948.968	3.210.938	2.680.368	21.314.840
Impozit 16%	3.565.898	11.888.416	12.833.573	9.634.795	8.964.862	9.761.251	8.148.319	64.797.112	
Cont distinct	Venituri virate	18.720.963	62.414.181	67.376.258	50.582.674	47.065.524	51.246.566	42.778.672	340.184.839
		(4.236.470)	(14.042.700)	(15.157.763)	(11.263.622)	(10.303.085)	(11.012.005)	(9.038.766)	(71.878.135)
	Sold la începutul anului	-	15.177.627	66.410.926	34.441.999	88.251.813	97.825.424	126.337.808	-
			(3.414.847)	(14.940.591)	(7.669.457)	(19.319.150)	(21.020.999)	(26.694.094)	-
	Total venituri virate	18.720.963	77.591.809	133.787.185	85.024.673	135.317.336	149.071.991	169.116.480	340.184.839
		(4.236.470)	(17.457.546)	(30.098.354)	(18.933.080)	(29.622.236)	(32.033.004)	(35.732.860)	(71.878.135)
	Plati efectuate	3.543.336	11.180.883	99.345.186	-3.227.140	37.491.912	22.734.183	7.002.799	178.071.158
	(801.841)	(2.515.611)	(22.349.873)	(-718.611)	(8.207.332)	(4.885.184)	(1.479.631)	(37.624.907)	
Sold final=Sold initial + Venituri virate - Plati efectuate	15.177.627	66.410.926	34.442.000	88.251.813	97.825.424	126.337.808	162.113.682	162.113.682	
	(3.434.629)	(14.941.936)	(7.748.481)	(19.651.691)	(21.414.904)	(27.147.819)	(34.253.229)	(34.253.229)	

Monitorizarea cooperării tehnice dintre OTS și operatori din țări terțe

Cooperarea regională privind proiectele de infrastructură reprezintă o dimensiune importantă a activității CNTEE Transelectrica S.A. 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.

Proiecte de cooperare dintre România și Republica Moldova

Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027 cuprinde realizarea LEA 400kV Suceava-Bălți pentru interconectarea cu sistemul din Republica Moldova. Cadrul general de cooperare în domeniul energiei electrice între România și Republica Moldova este reglementat prin Memorandumul de Înțelegere semnat între Guvernele celor două țări în anul 2015.

În anul 2016 s-a semnat Acordul de colaborare între CNTEE Transelectrica S.A. și ÎS Moldelectrica pentru realizarea proiectelor de interconexiune prin stații Back to Back menționate și în Memorandumul de Înțelegere:

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

Dintre aceste proiecte primele două au cele mai multe șanse să se realizeze, primul proiect fiind pe lista de Proiecte de Interes Mutual (PMI) promovate de Comunitatea Energetică. LEA 400kV Suceava- Bălți ar putea să se realizeze după interconectarea sincronă a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental sau ca o măsură necesară pentru interconectarea sincronă dacă acest lucru va reieși din studiile efectuate.

Interconectarea sincronă a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental

CNTEE Transelectrica S.A. este Operatorul de Transport și de Sistem care sprijină în cadrul ENTSO-E interconectarea sincronă a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul european continental.

Cererea privind analizarea acestei interconectări a fost aprobată de UCTE (actual ENTSO-E-Europa Continentală) în noiembrie 2006. Cererea de interconectare a fost făcută considerând că sistemele electroenergetice ale Ucrainei și Republicii Moldova se vor desprinde de sistemul ISP/UPS și vor forma un singur —bloc de reglaj de frecvență (control bloc).

În perioada noiembrie 2014 – ianuarie 2016 s-a realizat studiul de fezabilitate privind interconectarea sincronă a sistemelor energetice din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul European continental. Pentru acest proiect Ministerul Economiei din Republica Moldova a obținut fonduri europene (în cadrul Programului Operational Comun RO-UA-MD 2007÷2013) împreună cu Ministerul Economiei din România și cu Ministerul Energiei și Cărbunelui din Ucraina. Ministerul Economiei din Republica Moldova a fost beneficiarul proiectului iar celelalte două ministere, parteneri. CNTEE Transelectrica S.A. împreună cu alți operatori de transport din alte țări (EMS-Serbia, MAVIRUngaria, PSE-Polonia, ESO-EAD-Bulgaria) au format un consorțiu pentru a realiza acest studiu. CNTEE Transelectrica S.A. a fost lider de consorțiu și a asigurat managementul proiectului. Bernard Energy Addvocacy (Belgia) a aderat la consorțiu pentru tratarea problemelor de legislație.

Studiul de fezabilitate a recomandat măsurile tehnice și de reglementare care trebuie luate în sistemele energetice ale Ucrainei și Republicii Moldova pentru a face posibilă interconectarea sincronă.

În iunie 2017 Ukrenergo, Moldelectrica și majoritatea Operatorilor de Transport și de Sistem din Europa Continentală au semnat Acordurile asupra condițiilor de interconectare a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova cu sistemul Europei Continentale, prin care s-au agreat pentru cele două țări Cataloagele de Măsuri și următorul road-map al acțiunilor premergătoare interconectării:

- Se vor realiza studii suplimentare aprofundate necesare pentru definirea în detaliu a tuturor măsurilor tehnice necesare. Studiile vor fi realizate de un consorțiu de Operatori de Transport și de Sistem membri ENTSO-E și vor utiliza măsurători efectuate la cele mai importante grupuri generatoare din Ucraina și Republica Moldova pentru identificarea parametrilor modelelor matematice ale generatoarelor și reguletoarelor aferente. CNTEE Transelectrica S.A. va fi din nou lider de consorțiu;
- Se vor implementa măsurile tehnice și de reglementare necesare în Ucraina și Republica Moldova;
- Se vor face teste de funcționare izolată a sistemelor din Ucraina și Republica Moldova;
- Se vor face teste de funcționare interconectată cu sistemul european continental.

Proiecte de cooperare dintre România și Serbia

Dezvoltarea capacităților de producție bazate pe surse regenerabile conduce la intensificarea schimburilor între sisteme și la creșterea variabilității fluxurilor de putere pe regiuni întinse. Experiența ultimilor ani și prognoza pentru perioada următoare indică un grad mare de solicitare a rețelei din România la granițele cu Serbia și Ungaria, atât pentru schimburi între SEN și aceste sisteme, cât și pentru tranzit care traversează rețeaua SEN. Pentru a asigura infrastructura necesară schimburilor de energie electrică în regiune, este necesară creșterea capacității de schimb la interfața de vest a sistemului.

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. Stația 400kV Reșița este încă în construcție.

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:

1. Linia Electrică Aeriană (LEA) 400 kV Gutinaș - Smârdan

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.5

Codul din TYNDP 2016: 138.275 – parte a cluster-ului 138 „Black Sea corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.8.5 – parte a cluster-ului 3.8 „Grupul Bulgaria - România, creșterea capacității”(cunoscut sub denumirea “Black Sea corridor”)

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”)”: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

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. Astfel, se va evita limitarea evacuării energiei electrice produse în Centralele Electrice Eoliene 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.

Descriere proiect:

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 din stația Smârdan, având o lungime de cca. 140 km.

Stadiul actual și etapele de derulare a proiectului:

Acest proiect a fost selectat pentru accesare de fonduri europene prin **Programul Operațional Infrastructura Mare, Axa prioritară 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.
- A fost obținut Ordinul Ministerului Economiei nr.743/11.07.2017 privind aprobarea indicatorilor tehnico-economici;
- A fost obținută Hotărârea de Guvern nr. 840/2017 pentru aprobarea amplasamentului și declanșarea procedurii de expropriere a terenului proprietate privată care constituie coridorul lucrării de utilitate publică de interes național;
- A fost finalizat proiectul tehnic și caietul de sarcini ca urmare a obținerii HG 844/2017 pentru aprobarea amplasamentului;
- Au fost emise deciziile de expropriere conform prevederilor Legii 255/2010;

- A fost obținut acordul ANRE pentru includerea obiectivului LEA 400kV Gutinas Smârdan în planul de investiții, pentru perioada a patra de reglementare, în situația accesării de fonduri europene nerambursabile, conform adresei ANRE nr. 87625/15.11.2018;
- Studiul de fezabilitate a fost revizuit și avizat în CTES Transelectrica - Aviz nr. 148/28.11.2018;
- Au fost obținute autorizațiile de construcție necesare:
 - Consiliul Județean Galați nr. 57/12.10.2018;
 - Consiliul Județean Vrancea nr. 148/02.10.2018;
 - Consiliul Județean Bacău nr. 182/05.11.2018;
- La solicitarea CNTEE Transelectrica S.A., Ministerul Economiei a inițiat procedura de avizare instituțională a Hotărârii de Guvern pentru asigurarea transferului dreptului de administrare și schimbarea destinației imobilelor proprietate publică sau privată a statului aflate în administrarea instituțiilor publice, al căror regim a fost stabilit prin legi speciale, aflate în coridorul de expropriere a proiectului;
- A fost depusă cererea de finanțare pentru accesare de fonduri europene nerambursabile, înregistrată la POIM sub nr. 92507/12.12.2018;
- Documentația Cererii de finanțare a fost evaluată de către consultantul JASPERS (partenerul POIM pentru asistență tehnică, selectat de Comisia Europeană, care a emis în data de 28.12.2018 Action Completion Date - fără observații.

Etapele următoare ale derulării proiectului sunt:

Aprobarea cererii de finanțare de către MFE-AMPOIM;

- Încheierea contractului de finanțare;
- Emiterea Hotărârii de Guvern pentru transferul dreptului de administrare temporară și definitivă din circuitul agricol
- Emiterea Hotărârii de Guvern pentru scoaterea temporară sau definitivă din circuitul agricol;
- Emiterea Hotărârii de Guvern pentru scoaterea temporară sau definitivă din Fondul forestier național;
- Finalizarea procedurii de expropriere;
- Derularea procedurii de achiziție și semnarea contractului de execuție;
- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2020-2022.

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

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.6+F.7+F.8+F.9

Codul din TYNDP 2016: 138.273 – parte a cluster-ului 138 „Black Sea corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.8.4 – parte a cluster-ului 3.8 „Grupul Bulgaria - România, creșterea capacității” (cunoscut sub denumirea “Black Sea corridor”)

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”): interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Scopul proiectului:

Creșterea capacității de interconexiune a SEN cu sistemele țărilor vecine și de preluare a energiei electrice evacuate de viitoarele Unități 3 și 4 Cernavodă, precum și cea generată de centralele eoliene instalate în zona Dobrogea.

Descriere proiect:

Linia electrică aeriană (LEA) Cernavodă – Stâlpul se va realiza ca linie dublu circuit, un circuit va fi intrare - iesire în stația Gura Ialomiței iar al II-lea circuit va fi continuu până în stația Stâlpul.

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. Pentru racordarea LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Stâlpul la Rețeaua Electrică de Transport al Energiei Electrice sunt necesare lucrări de construire a stației 400 kV Stâlpul și extinderea stațiilor 400 kV Cernavodă și Gura Ialomiței cu câte două celule 400 kV.

Stadiul actual și etapele de derulare ale proiectului:

- Studiul de fezabilitate (SF) a fost finalizat, aprobat în Consiliul de administrație al CNTEE Transelectrica S.A. 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 analizată situația juridică a terenurilor;
- S-a obținut Acordul de mediu nr. 1/07.04.2014;
- A fost elaborat Proiectul Tehnic și Caietul de sarcini;
- A fost obținut Ordinul MECRMA nr. 1444/2016 de aprobare a indicatorilor tehnico-economici;
- Pentru modificarea 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;
- A fost obținută Hotărârea de Guvern nr. 805/2017 pentru aprobarea amplasamentului și declanșarea procedurii de expropriere a terenului proprietate privată care constituie coridorul lucrării de utilitate publică de interes național;
- Urmare a depunerii aplicației în data de 9 octombrie 2017 la CE, proiectul LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Stâlpul 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 27085000 Euro.
- 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;
- Pentru LEA 400 kV Cernavodă – Stâlpul au fost obținute Autorizațiile de construire:
 - nr. 10/27.04.2018 emisă de Consiliul Județean Ialomița,
 - nr. 24/22.06.2018 emisă de Consiliul Județean Constanța,
 - nr. 29/30.07.2018 emisă de Consiliul Județean Buzău,
 - nr. 6/22.08.2018 emisă de Primăria Comunei Sâlpul.
- S-a obținut Certificatul de Urbanism nr. 231/17.09.2018 pentru extindere stația Cernavodă etapa II, emis de Primăria orașului Cernavodă;
- Procedura de achiziție a lucrărilor de construcție pentru "Extinderea stației 400 kV Cernavodă - Etapa a II - Racordare linii noi" este finalizată, urmând a se semna contractul de lucrări;
- Procedurile de achiziție a lucrărilor de construcție pentru "Stația electrică 400 kV Stâlpul" și pentru "Extinderea stației Gura Ialomiței cu două celule de linie de 400 kV" este în curs de derulare.

Etape următoare:

- Obținerea Autorizațiilor de Construire pentru lucrările de extindere cu două celule 400 kV a stațiilor electrice 400 kV Cernavodă și Gura Ialomiței;
- Emiterea Ordinului de Ministru pentru scoaterea definitivă din Fondul forestier național;
- Semnarea contractelor de execuție pentru lucrările de construcție a LEA și a stației 400 kV Stâlpul, precum și pentru extindere stații 400 kV Cernavodă și Gura Ialomiței;
- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2019-2021.

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

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.4

Codul din TYNDP 2016: 144.238 – parte a cluster-ului 144 „Mid Continental East corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.22.1 – parte a cluster-ului 3.22 „Grupul România-Serbia (cunoscut sub denumirea Mid Continental East corridor) și Italia-Munteșnegru”

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”): interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Descriere proiect:

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) s-a realizat în variantă dublu circuit și traversează 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:

Lucrările de execuție s-au finalizat în data de 30.03.2018.

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

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.1.1+F.1.2+F.1.3

Codul din TYNDP 2016: 144.269 – parte a cluster-ului 144 „Mid Continental East corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.22.2 – parte a cluster-ului 3.22 „Grupul România-Serbia (cunoscut sub denumirea Mid Continental East corridor) și Italia-Munteșnegru”

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”): interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Descriere proiect:

Proiectul LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița constă în: echiparea unei celule de 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 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 C229/29.10.2015;
- Pentru tronsonul LEA 400 kV Porțile de Fier-Anina a fost obținut HG 917/12.2016 pentru aprobarea amplasamentului 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;
- Documentația pentru obținere HG de scoatere din fondul forestier a suprafețelor de pădure afectate de traversarea LEA a primit aviz favorabil de la Ministerul Apelor și Pădurilor; în data de 28.12.2018 propunerea de HG a fost transmisă la celelalte ministere avizatoare (Ministerul Economiei, Ministerul Finanțelor, Ministerul Mediului, Ministerul Justiției)
- Prin adresa nr. 29438 din 12.07.2018 s-a emis Ordinul de începere a lucrărilor pe tronsonul LEA 400 kV Porțile de Fier - Anina, cu intrare în vigoare la data de 16.07.2018;
- Lucrările de reabilitare pe tronsonul LEA 400 kV s.c. Anina - Reșița sunt în curs de execuție
- În stația 400 kV Reșița – pentru echipamente primare s-a reluat procedura de achiziție lucrări de execuție ca urmare a observațiilor asupra documentației primite de la ANAP; pentru echipamente secundare s-a semnat contractul de execuție, dar acesta va intra în vigoare odată cu contractul pentru echipamente primare pentru stația 400/220/110 kV Reșița;

Etape următoare:

- Emiterea Hotărârii de Guvern pentru scoaterea temporară sau definitivă din fondul forestier național;
- Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2015-2021.

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

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.2.1+F.2.2

Codul din TYNDP 2016: 144.270 – parte a cluster-ului 144 „Mid Continental East corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.22.3 – parte a cluster-ului 3.22 „Grupul România-Serbia (cunoscut sub denumirea Mid Continental East corridor) și Italia-Muntenegru”

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”)”: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Descriere proiect:

În conformitate cu tema de proiectare, trecerea la tensiunea de 400 kV a secțiunii LEA 220 kV Reșița-Timișoara –Arad se realizează cu următoarele investiții:

- Tronson 400kV d.c Reșița – Icloda al LEA 400 kV Reșița - Timișoara;
- Tronson 400kV s.c Icloda – Timișoara al LEA 400 kV Reșița - Timișoara;
- Tronson 400kV s.c Icloda - Săcălaz al LEA 400 kV Reșița - Timișoara.
- Realizarea stației 400 kV Timișoara și re tehnologizare stația 110 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 172 /19.12.2017;
- Este în curs de obținere Acordul de mediu;
- În data de 28.09.2017 s-a transmis către Ministerul Energiei - Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun, Notificarea în vederea inițierii procedurii anterioare depunerii candidaturii pentru

proiectul ”Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA 220 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz”, în conformitate cu prevederile art.10 alineatul (1) litera (a) din Regulamentul (UE) nr. 347/2013 al Parlamentului European și al Consiliului privind liniile directe pentru infrastructurile energetice transeuropene, de arogare a Deciziei nr. 1364/2006/CE și de modificare a Regulamentelor (CE) nr.713/2009, (CE) nr.714/2009 și (CE) nr. 715/2009;

- în vederea inițierii procedurii de autorizare conform prevederilor Regulamentului UE 347/2013, Ministerul Energiei - ACPIE a aprobat cu scrisoarea nr. 111258/13.10.2017 Notificarea proiectului;
- În data de 01.03.2018 a fost transmis către Ministerul Energiei - Autoritatea Competentă pentru Proiecte de Interes Comun, Conceptul pentru participarea publicului; în data de 20.03.2018 s-a primit aprobarea de către ME a Conceptului pentru participarea publicului. Au fost postate pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica S.A. broșura informativă și rezultatul cu caracter nontehnic.

Etape următoare:

- Întocmirea și depunerea dosarului de candidatură la Ministerul Energiei-ACPIE, conform prevederilor Regulamentului CE 347/2013, art. 10 pct. 1;
- Execuția lucrărilor (LEA 400 kV Reșița – Timișoara/Săcălaz) propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2020-2023;
- Stațiile 400 kV și 110 kV Timișoara – în curs de semnare a contractului pentru execuția lucrărilor;
- Execuția lucrărilor (stațiile 400 kV și 110 kV Timișoara) propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2018-2023.

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

Codul din Planul național de dezvoltare 2018-2027: F.3.1+F.3.2+F.3.3

Codul din TYNDP 2016: 144.270 – parte a cluster-ului 144 „Mid Continental East corridor”

Codul din lista a 3-a PCI: 3.22.4 – parte a cluster-ului 3.22 „Grupul România-Serbia (cunoscut sub denumirea Mid Continental East corridor) și Italia-Muntegru”

Coridorul prioritar privind energia electrică: “Interconexiuni nord-sud privind energia electrică din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Electricity”)”: interconexiuni și linii interne în direcțiile nord-sud și est-vest pentru finalizarea pieței interne și pentru integrarea producției provenite din surse regenerabile.

Descriere proiect:

- realizarea tronsonului de LEA de la stațiile Timișoara și Săcălaz la stația Arad;
- realizarea stației de 400 kV Săcălaz și rețehnologizarea stației 110 kV Săcălaz;
- extinderea stației 400 kV Arad.

Stadiul actual al proiectului

- În aprilie 2018 a fost semnat contractul pentru serviciile de proiectare (SF,PT,CS, documentații pentru obținerea avizelor și acordurilor).

Etape următoare:

Execuția lucrărilor propusă în Planul de dezvoltare 2018-2027: 2022-2027

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

Stadiul proiectelor cuprinse Planul de dezvoltare a RET perioada 2018-2027 (PDRET) la sfârșitul anului 2018 este prezentat în detaliu în tabelul de mai jos:

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
A	RETEHNOLOGIZAREA RET EXISTENTE						
1	Marirea gradului de siguranță a instalațiilor aferente stației București Sud 400/220/110/10 kV - Înlocuire echipament 10 kV (Lot I+II)	2016	2018	întârziat	ramas de executat relocare cabluri	Întârziere ENEL în relocare cabluri	
2	Retehnologizarea stației 400 / 220 / 110 / 20 kV Bradu	2018	2018	în termen	în derulare executie lucrari		
3	Retehnologizare Stația 220 / 110 kV Turnu Severin Est	2018	2019	întârziat	în derulare executie lucrari	Întârziere executant	
5	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	2017	2018	întârziat	în derulare executie lucrari	Întârziere executant	
6	Retehnologizarea Stației 400/110/20 kV Domnești	2019	2020	întârziat	în derulare - inginerie	Durata mare proceduri de achiziție/reluări	
7	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 2), din care:	2021	2022	întârziat			
7.1	- faza 1 (6 AT 200 MVA; 5 Trafo 16 și 25 MVA)	2018	2018		în derulare executie lucrari	conform grafic contracte încheiate	
7.2	- faza 2 (8 AT 200 MVA; 4 Trafo 16 MVA)	2021	2022		în derulare proiectare	Întârziere proiectanți	
8	Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3)	2023	2027	amânat	nu a fost demarat	Începe după finalizarea etapei II	
9	Retehnologizarea stației 220 / 110 / 20 kV Ungheni	2019	2021	întârziat	în derulare inginerie	proiectare defectuoasă	
10	Modernizare statia electrica 220/110/20 kV Arefu	2019	2020	întârziat	contract semnat 2017	Întârziere executant	
11	Modernizare statia electrica 220/110 kV Raureni	2018	2019	întârziat	în derulare executie lucrari	Întârziere executant	
12	Modernizare statia 400/110 kV Cluj Est	2017	2018	întârziat	PIF 2018 - realizat	Întârziere executant	

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
13	Modernizare stația 220 / 110 kV Dumbrava	2019	2019	în termen			
14	Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan	2022	2023	întârziat			
15	Retehnologizare stație 220 / 110 kV Craiova Nord	2019	2020	întârziat	în curs procedura achitie	Durata mare procedura achiziție	
16	Retehnologizare stația 110 kV Timișoara	2019		în termen		se vor realiza în cadrul Axului Banat etapa II și III	corelat cu F.2.1
17	Retehnologizare stația 110 kV Arad	2021		în termen			corelat cu F.3.3
18	Retehnologizare stația 110 kV Sacalaz	2023		în termen			corelat cu F.3.2
19	Retehnologizare stația 220 / 110 / MT kV Baru Mare	2020	2023	întârziat	în curs avizare CTES	Au fost necesare modificări proiectare pentru includere cerințe suplimentare - condiționate de lucrările în zonă. Se va realiza după stația Hășdat	
20	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Iaz	2019	2021	întârziat	în procedura de achitie	este condiționat de lucrările în zonă	
21	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Hășdat	2019	2020	întârziat	în procedura de achitie	este condiționat de lucrările în zonă	
22	Retehnologizare stația 220 kV Oțelarie Hunedoara	2018	2019	întârziat	În proceura de achitie	reluări licitație	
23	Retehnologizare stația 220 / 110 kV Filești	2019	2022	întârziat		Modificare soluție tehnică	
24	Modernizare stația 400 (220) / 110 / 20 kV Munteni	2020	2021	întârziat	în derulare inginerie	Durata mare procedură achiziție	
25	Retehnologizare stația Alba Iulia 220 / 110 kV / MT	2023	2023	în termen	nu a fost demarat		
26	Retehnologizare stația 400/110 kV Darste	2027	2027	în termen	nu a fost demarat		
27	Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV	2019	2020	întârziat	în procedura de achitie	Durata mare procedură achiziție	
29	Modernizarea stațiilor 110 kV Bacau Sud si Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	2019	2020	întârziat	în derulare	Durata mare procedură achiziție	

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
30	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa I - înlocuire 2 BC, celule af. și celula LEA 400 kV Stupina)	2019	2019	în termen			
31	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - retechnologizare stație 400 kV)	2022	2025	întârziat	în proiectare	Modificare soluție tehnică	
32	Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu	2022	2024	întârziat	în proiectare		
33	Modernizarea instalațiilor de 110 și 400 (220) kV din stația Focșani Vest	2019	2020	întârziat	în derulare	Durata mare procedură achiziție	
34	Modernizare celule 110 kV și medie tensiune în stația electrică Stâlpu	2020		în termen		corelat cu Stația 400 kV Stâlpu	corelat cu F.9
35	Centru de cercetare și dezvoltare a tehnologiilor LST și intervenție rapidă în SEN - etapa I	2018	2019	în termen	în derulare	Întârziere proiectare, durata mare procedura achiziție, autorizare teren;	a fost mutat la cap.B Alte investiții la nivel de sucursale și execuție
36	Montare fibra optică pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1	2017	2018	în termen		Întârziere executant/economie licitație	a fost mutat la cap.B Alte investiții la nivel de sucursale și execuție
37	Conectarea stațiilor Turnu Magurele, Mostiștea, Stâlpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2	2016	2018	în termen		Durata mare proceduri de achiziție	a fost mutat la cap.B Alte investiții la nivel de sucursale și execuție
38	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	2018	2018	în termen			a fost mutat la cap.B Alte investiții la nivel de sucursale și execuție
39	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220 / 110 / 20 kV Sărdănești	2018	2018	în termen			

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
40	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și rețehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru	2018	2021	întârziat		Durata mare procedură achiziție/reluări; actualizare documentație pt corelare echipamente primare cu secundare	
42	Modernizare sistem comanda-control-protecție și integrare în CTSI a stației Draganesti-Olt	2018	2022	întârziat		se va realiza la 9 luni după Grădiște	
43	Modernizare sistem comanda-control-protecție și integrare în CTSI a stației Gradiste	2017	2021	întârziat	pregătire documentație de achiziție	licitație anulată	
44	Modernizare stația 220/110/20 kV Vetis - echipament primar		2021	proiect nou			
	Modernizare sistem control, protecție și automatizare din stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud	2025	2023	renunțat	A fost exclus din PD 2018-2027 pe baza scrisorii ST Sibiu		
45	Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele	2025	2023	amânat	în proiectare		
46	Modernizare stație 220/110 kV Calafat	2020	2020	amânat			
47	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Cernavoda	2025	2025	amânat			
48	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/110/20 kV Oradea Sud	2020	2023	amânat			
49	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220 kV Rosiori	2025	2025	amânat			
50	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110/20 kV Salaj	2020	2024	amânat			

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
51	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Baia Mare 3	2025	2025	amânat			
52	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Cluj Florești	2025	2026	amânat			
53	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Tântăreni	2020	2023	amânat			
54	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220/110 kV/MT Urechești	2025	2025	amânat			
55	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Paroseni	2020	2023	amânat			
56	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Pestis	2025	2025	amânat			
57	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Nadab	2025	2025	amânat			
58	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400 kV Calea Aradului	2025	2026	amânat			
59	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220/110 kV Mintia	2025	2028	amânat			
60	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110/20kV Târgoviste	2025	2024	amânat			
61	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Fundeni	2020	2022	amânat			

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
62	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 400/220/110 kV București Sud	2025	2026	amânat			
63	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110 kV Turnu Magurele	2025	2025	amânat			
64	Modernizare sistem de comanda control protecție în stația 220/110/20 kV Gheorgheni	2025	2027	amânat			
65	Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN		2019	proiect nou			
66	Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV		2019	proiect nou	în procedura de licitație		
67	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			
68	Inlocuire 3 unități BC 100 MVAR 400 kV în stațiile Arad, Smardan și București Sud.		2020	proiect nou			
69	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	întârziat	în procedura de licitație	necesitate 2 proceduri de licitație	

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
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	întârziat	în procedura de licitație		
3	Marirea capacității de transport LEA 220 kV d.c Bucuresti Sud-Fundeni	2020		renunțat	s-a renunțat la acest proiect conform Nota nr.40235/30. 10.2017	cheltuielile de proiectare s-au trecut pe cheltuieli operationale	
5	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier		2020	proiect nou	în procedura de licitație		
6	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV		2022	proiect nou			
D	INTEGRAREA PRODUCTIEI DIN CENTRALE NOI - DOBROGEA SI MOLDOVA						
1.1	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 Sud	2017	2018	întârziat		executant intrat în insolvență	
1.2	Racordarea LEA 400 kV Isaccea-Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobruja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud	2018	2021	întârziat	procedura de achiziții	Emitere HG de expropriere cu întârziere/contestatii licitatii	
2	LEA 400 kV d.c. (1ce) Gutinas - Smardan	2020	2022	întârziat	în proiectare	Întârziere emitere HG expropriere	A fost mutat la cap F la poz. F.5

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
3	Extinderea stației 400 kV Cernavodă, et. I + II (înlocuire 2 bobine de compensare; racordare linii noi)	2019	2021	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului “LEA 400 kV dc Cernavoda – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței”	A fost mutat la cap F la poz. F.6
	- etapa I: înlocuire 2 bobine de compensare						
	- etapa a II-a: racordare linii noi	2019	2021			Corelat cu evoluția proiectului “LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței”	A fost mutat la cap F la poz. F.6
4	LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Stalpu si racord in statia Gura Ialomitei (linie nouă)	2020	2021	întârziat	in procedura de achizitie	Întârziere emitere HG expropriere	A fost mutat la cap F la poz. F.7
5	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlpu	2019	2021	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului “LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței”	A fost mutat la cap F la poz. F.8
6	Statia 400 kV Stalpu (stație nouă) + Modernizare celule 110 kV si medie tensiune	2020	2021	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului “LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlpu și racord în stația Gura Ialomiței”	A fost mutat la cap F la poz. F.9
7	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, 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	întârziat		Corelat cu evoluția proiectului “LEA 400 kV dc Cernavodă – Stâlpu	
7.1	LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen - Stalpu		2021		în proiectare		
7.2	Extinderea statiei Brazi Vest (inclusiv AT4)		2022		CS - în curs de avizare		
7.3	Statia 400 kV Teleajen si re tehnologizare statia 110 kV		2023		în proiectare		
8	LEA 400 kV d.c. (Ice) Constanta Nord - Medgidia Sud	2022	2024	întârziat	în proiectare		

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
9	Marirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni - Fantanele	2020	2022	întârziat	în proiectare		
10	Marirea capacității de transport LEA 220 kV Dumbrava - Stejaru	2021		renunțat	s-a renunțat la acest proiect	Conform analizelor de regimuri	
11	LEA 400 kV Stalpu - Brasov, inclusiv interconectarea la SEN (linie nouă)	2025	2036	amânat		Începe proiectarea după finalizarea LEA 400 kV d.c. CNE-Gura Ialomiței-Stâlpu.	S-a estimat o perioadă de 7 ani proiecta, obținere avize/acorduri, emitere HG expropriere+ 7 ani executie (90% prin padure si munte)
12	Marirea capacității de transport tronson LEA 400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu (8km)	2021	2023	amânat			
13	Marirea capacității de transport LEA 400 kV Cernavoda Pelicanu (53 km)	2021	2025	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	întârziat		Corelat cu LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET	
2	LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET (linie nouă)	2019	2021	întârziat		Întârziere emitere HG expropriere	
F	CREȘTEREA CAPACITĂȚII DE INTERCONEXIUNE ȘI INTEGRAREA PRODUCȚIEI DIN SRE						

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioadă a 2016-2025	An estimat PIF perioadă a 2018-2027	Stadiu față de perioadă a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
1	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa I: Extindere stație 400 kV Portile de Fier; LEA 400 kV Porle de Fier - Resita; stația 400 kV Resita	2018	2021	întârziat		Întârziere emitere HG expropriere și HG scoaterea din Fondul Forestier	
1.1	LEA 400 kV Portile de Fier - Resita		2021		în derulare		
1.2	Stația 400 kV Resita		2021		denunțare contract cauzată de intrarea în insolvența a executantului		
2	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa a II-a: LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz + stația 400 kV Timisoara + stația 110 kV Timisoara	2023	2023	în 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 a II-a: Stația 400 kV Timișoara		2022			Corelat cu Etapa I	
2.2	LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz		2023			Corelat cu Etapa I	
3	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa a III-a: LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad + stația 400 kV Sacalaz + extindere stația 400 Arad	2023	2027	întârziat		Corelat cu Etapa I	

Nr. crt.	Denumire proiect	An estimat PIF perioad a 2016-2025	An estimat PIF perioad a 2018-2027	Stadiu față de perioad a 2016-2025	Etapa de realizare a proiectului în perioada 2018-2027	Justificarea motivului decalării/amânării termenului de PIF	Observații
3.1	LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad		2025				
3.2	Statia 400 kV Sacalaz si re tehnologizare statia 110 kV Sacalaz		2027				
3.3	Extindere statie 400 kV Arad si re tehnologizare statia de 110 kV Arad		2025				
4	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (linie nouă)	2017	2018	întârziat	PIF 2018 martie	Întârziere emitere HG expropriere și HG scoaterea din Fondul Forestier	
5	LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)	2023	2027	întârziat		Reluări avize acorduri	
6	LEA 400 kV s.c. Suceava - Balti (LEA nouă - pentru portiunea de pe teritoriul Romaniei)	2023		în termen	în proiectare	finalizare în funcție de acord cu Moldelectrica	
7	LEA 400 kV s.c. Oradea Sud - Nadab - Bekescsaba, Etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab		2019	în termen	Lucrare in curs de derulare.	Imposibilitate semnare contract de execuție până pe 04.10.2017. Rezolvarea problemelor privind despăgubirile proprietarilor terenurilor pentru 2+3=5 borne stâlpi.	PIF : noiembrie 2008. A fost inclusă în cap. B Alte investiții la nivel de sucursale și executiv
G	Platformă integrată de conducere operativă a SEN + Inlocuire componente sistem EMS SCADA AREVA	2020	2025	întârziat			
H	Sistem de contorizare și de management al datelor de măsurare a energiei electrice pe piața angro	2018	2021	întârziat		Modificare soluție tehnică	
J	MANAGEMENT SISTEME INFORMATICE ȘI TELECOMUNICAȚII						
K	INFRASTRUCTURA CRITICA	2016	2018	întârziat			

Comparativ cu Planul aprobat în 2016, PDRET 2018-2027 prevede nouă proiecte de investiții noi din categoria celor care au ca obiectiv rețehnologizarea RET existente, siguranța alimentării consumului și integrarea producției din SRE și centrale noi, după cum se prezintă în tabelul de mai jos:

Nr. ctr.	Cod lucrare	Denumire Proiect	An estimat PIF
	A.33	Modernizare stația 220/110/20 kV Vetiş - echipament primar	2021
	A.54	Modernizare electroalimentare la sediile UNO DEN	2019
	A.55	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
	A.56	Celule mobile de 110 kV, 220 kV și 400 kV	2019
	A.57	Înlocuire 3 unitati BC 100 MVAR 400 kV în stațiile Arad, Smârdan și București Sud.	2020
	A.58	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
	C.3	Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier	2020
	C.4	Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV	2022
	D.4	Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit	2027

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 2018

Din analiza proiectelor de investiții realizate de OTS, comparativ cu *proiectele planificate la începutul perioadei de reglementare a fi realizate în anul 2018*, așa cum reiese din machetele de raportare a activității investiționale și din informațiile transmise de OTS, rezultă următoarea situație:

	Nr. total de proiecte cu PIF programat	Valoare planificată termeni reali ai anului 2014	Valoare planificată termeni nominali ai anului 2018	Valoare realizată	Grad realizare
Total	22	841.854.000	887.058.261	235.739.485	27%
din care					
Serviciul de transport	19	822.546.000	866.713.497	231.240.578	27%
Serviciul de sistem	3	19.308.000	20.344.764	4.498.907	22%

Proiectele programate în anul 2018, se prezintă în tabelul următor:

Nr. crt.	Investitii programate și realizate în anul 2018	Valoare programată	Valoare realizată	Stadiu PIF	Justificare întârziere
1	Retehtnologizarea stației 400/220/110/20 kV Bradu	57.000.000	31.418.230	PIF realizat	
2	Retehtnologizare stația 220/110/MT kV Turnu Severin Est	45.000.000		PIF întârziat	<ul style="list-style-type: none"> - necesitatea implementării modificărilor apărute în legislația din domeniul achizițiilor; - durata mare a procedurilor de achiziție. (aprox 1 an). - întârzieri în proiectare (PT+CS) (3 luni), începerea lucrărilor (4 luni) și execuția lucrărilor (9 luni). <p>Contract in derulare, semnat 20.10.2016</p>
3	Retehtnologizare stația 400/110/20 kV Domnești	55.000.000		PIF întârziat	<ul style="list-style-type: none"> - necesitatea actualizării PT și CS prin forțe proprii (realizat în 30.03.2016) datorită lipsei ofertanților la licitația organizată de ST București - durata mare a procedurii de achiziție (licitație execuție lucrări anulată din cauza ofertelor neconforme) - aproximativ 2 ani (mai 2015-februarie 2017) - contract execuție semnat 07.02.2017 - întârzieri executant 12 luni
4	Înlocuire AT și Trafo în stații electrice (etapa a II -a)	37.800.000	11.594.347	PIF realizat	
5	Modernizare stația electrică 220/110/20 kV Arefu	54.000.000		PIF întârziat	<ul style="list-style-type: none"> - actualizare documentație proiectare conf. modificărilor legislative; - durata mare aprobare la nivel de management CNTEE Transelectrica S.A. (aprox. 2 ani) - durata mare a procedurii de achiziție - 1,3 ani (august 2015-noiembrie 2016) - economie la licitație - întârziere executant (aprox 2 ani) - contract în derulare, semnat 15.11.2016
6	Modernizare stația electrică 220/110 kV Răureni	35.000.000		PIF întârziat	<ul style="list-style-type: none"> - actualizare documentație proiectare conf. modificărilor legislative; - durata mare de aprobare la nivel de management CNTEE Transelectrica S.A. (aprox 2 ani) - durata mare a procedurii de achiziție 1,4 ani (august 2015-decembrie 2016) - întârziere executant 2 ani - contract semnat 28.12.2016

Nr. crt.	Investiții programate și realizate în anul 2018	Valoare programată	Valoare realizată	Stadiu PIF	Justificare întârziere
7	Retehnologizare stația 220/110 kV Hășdat	60.000.000		PIF întârziat	- schimbarea legislației în domeniul achizițiilor, - durata mare a proiectării (1 an și 7 luni) și a procedurilor achiziție (1 an) (martie 2017-martie 2018). Contract în derulare, semnat în 27.03.2018
8	Modernizare sistem de comandă-control-protecție al stației de 220/110/20 kV Sardanești	25.000.000	11.104.844	PIF realizat	
9	Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220, 110 kV și Retehnologizare medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110(/20) kV Ghizdaru	10.761.000		PIF întârziat	- modificare soluție tehnică
10	Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea - Etapa I: Înlocuire bobine de compensare și celule aferente	41.390.000		PIF întârziat	- durata mare proiectare - contract proiectare semnat în septembrie 2013, prelungit până în octombrie 2015; - modificare legislație achiziții publice în anul 2016 care a condus la întârzierea organizării licitației pentru achiziție execuție lucrări; -contract în derulare, semnat în sept. 2016
11	Extinderea stației 400 kV Gura Ialomiței cu două celule, LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlpu	23.000.000		PIF întârziat	- corelat cu LEA Cernavodă - Stâlpu - HG de expropriere pentru LEA Cernavodă -Stâlpu a fost emisă în noiembrie 2017 (documentația pentru emitere HG a fost depusă în 2015) -documentația pentru procedura de licitație a fost depusă în februarie 2019
12	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa I: - Extinderea stației 400 kV Portile de Fier;- LEA 400 kV Porțile de Fier - (Anina) - Reșița; - Stația 400/220/110 kV Reșița.	200.000.000	701.108	PIF întârziat	- insolvența executantului. Contractul a fost denunțat în iulie 2017. Intre Iulie- noiembrie 2017 - analiza și decizie privind finalizarea proiectului prin 2 proceduri de achiziție: NFIP, contract încheiat în mai 2018 și licitație deschisă pentru finalizarea proiectului-documentație depusă în mai 2018 (respinsă de ANAP de 4 ori). Deschidere oferte aprilie 2019
13	Modernizare săli tehnologice (IT, Tc și	16.858.000		PIF	Reanalizare soluție tehnică corelată cu noul sistem de IT&C (modernizare rețea comunicatii

Nr. crt.	Investiții programate și realizate în anul 2018	Valoare programată	Valoare realizată	Stadiu PIF	Justificare întârziere
	dispecerate securitate) la nivel Companie			întârziat	electronice)
14	Retehtnologizarea statiilor 110 kV Bacau Sud si Roman Nord aferente axului 400 kV Moldova	55.000.000	188.000	PIF parțial realizat	- s-a refacut proiectarea - durata mare a procedurii de achizitie (modificari legislatie in domeniul achizitiilor publice)-1 an (ian-dec 2017) - contract in derulare, semnat 14.12.2017 - PIF final estimat in 2021
15	Modernizarea instalatiilor 110 si (400) 220 kV din statia Focsani Vest	51.000.000		PIF întârziat	- durata proiectare mare (achiziție servicii de proiectare + proiectare = 18 luni februarie 2015-octombrie 2016), achizitie executie= 12 luni (dec 2016-dec 2017) - contract in derulare, semnat 11.12.2017
16	Retehtnologizare statie 220/110 kV Craiova Nord	35.000.000		PIF parțial realizat	- s-a refacut proiectarea - durata mare a procedurii de achiziție (modificări legislație în domeniul achizițiilor publice)-1 an (ian 2017-dec 2017) - contract în derulare, semnat 14.12.2017 - PIF final estimat în 2021
17	Inlocuire sistem sistem comanda-control-protectie in statia 400 kV Tantareni	9.500.000		Renunțat deliberat	Realizat în cadrul programului de mentenanță
18	Centru de urgenta intr-o locatie detinuta de CNTEE Transelectrica S.A.	14.545.000		Renunțat deliberat	În curs de reanalizarea oportunității/ necesității
19, 20	Alte proiecte de investiții la nivel de executiv și sucursale – serviciul de transport și serviciul de sistem	15.000.000	17.308.231		
21, 22	Alte cheltuieli de investiții - serviciul de transport și serviciul de sistem	1.000.000	21.417.286		
TOTAL			90.129.163	Proiectele realizate din planul anului 2018 reprezintă 38,2% din totalul realizat, restul reprezentând recuperări din planurile anilor anteriori	

În tabelul următor se prezintă realizări din proiecte ale planurilor anilor anteriori și lucrări suplimentare:

Nr. crt.	Investitii din planuri anterioare si suplimentare	Valoare realizată	Statdiu si justificari PIF
1	Retehnologizarea statiei 220;110/20 kV Campia Turzii	63.243	
2	Modernizare stația electrică 110 kV și 20 kV Suceava	16.886.725	PIF 2018, decalat din 2017
3	Modernizare stația electrica 400/110/10 kV Cluj Est (decalat din 2017)	13.516.403	PIF 2018, decalat din 2017
4	Modernizare stația 220/110 kV Dumbrava	2.291.224	PIF parțial 2018, -perioada mare achizitie 1,1 ani (mai 2015- iunie 2016) -contract in derulare, semnat 06.06.2016 -întarziere executant 18 luni
5	Montarea sistemului de afisaj tip videowall instalat in camerele de comanda aferente centrelor de dispecer DEC/DET	3.692.883	PIF 2018, decalat din 2016
6	Montare fibra optica pe LEA 220 kV Fundeni - Brazi Vest - lotul 1 (decalat din 2017)	2.396.915	PIF 2018, decalat din 2017
7	Conectarea statiilor Turnu Magurele, Mostistea, Stalpu, Teleajen la rețeaua de fibră optică a CNTEE Transelectrica - SA - lotul 2 (decalat din 2017)	4.512.429	PIF 2018, decalat din 2017
8	Inlocuirea trafo T3 și T4 110/10 kV, 25 MVA cu transformatoare 110/(20) 10 kV, 40 MVA în stația electrică Fundeni	2.731	majorare fd fixe, PIF realizat in 2016
9	LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (decalat din 2016)	98.590.975	PIF2018, decalat din 2016
10	Sisteme integrate de securitate in stații și sedii sucursale, DEN si DET-uri - Sistem integrat de securitate la stații electrice, Etapa a IV-a	3.656.785	PIF parțial 2018, decalat din 2016
TOTAL		145.610.313	Recuperările pentru proiectele din planurile anilor anteriori reprezintă 61,8% din totalul realizat

În continuare este prezentată situația unor proiecte nedemarate din planuri anterioare:

Nr. crt.	Alte proiecte întârziate	Justificari întâzieri
1	Racordarea LEA 400 kV Isaccea - Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud Etapa I - Extinderea stației 400 kV Medgidia	PIF întârziat intrarea în insolvență a executantului (ELCOMEX) și reziliere contract august 2017 - analiză și decizie privind modalitatea de finalizare investiție; - februarie 2018 lansare procedură NFIP ptr. finalizare proiect; - anulare procedură de către CS in iunie 2018; - reluare proceduri de achizitie in august 2018: NFIP pt GIS si licitatie deschisa pt finalizare proiect - stadiu NFIP-aprobare raport final procedura - stadiu LD -18.03.2019 deschidere oferte
2	Modernizare CTSI Craiova prin utilizarea protocolului de comunicație IEC 60870-5-104	Renunțat deliberat. Nota renunțare ST Craiova 6101/07.05.2018
3	Consolidare servere și rețea stocare date (cloud privat)	PIF întârziat. Necesită corelare cu proiectul Modernizarea sistemului de mesagerie CNTEE Transelectrica S.A.
4	Modernizarea sistemului de mesagerie CNTEE Transelectrica S.A.	PIF întârziat. În urma consultării de piață a rezultat necesitatea redefinirii soluției tehnice a proiectului
5	Implementarea unui sistem de Arhivare Electronică și Document Management în cadrul CNTEE Transelectrica S.A.	PIF întârziat. Reanalizare soluție tehnică corelată cu noul sistem de IT&C (modernizare rețea comunicații electronice).
6	Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier-Resita- Timisoara-Sacalaz-Arad - Etapa I - LEA 400 kV s.c. Porțile de Pier - Anina - Reșița	PIF întârziat Întârzierile în emiterea actelor normative necesare realizării LEA (HG expropriere terenuri- durata emitere martie 2014-decembrie 2016 , HG fond forestier- ultima varianta a documentație depusă octombrie 2018) au condus la întâzieri foarte mari în execuția lucrărilor; Contract suspendat până la emiterea HG forestier

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;
- întâzieri în obținerea terenului și scoaterea acestuia din circuitul forestier;
- întâzieri 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.

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.

Nerealizarea investițiilor în RET conduce la reducerea indicatorilor de performanță a serviciului de transport. Din acest motiv, în anul 2018 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, respectiv prin Ordinul ANRE nr. 169/2018 cu modificările și completările ulterioare, în vigoare începând cu data de 21.09.2018 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 cu modificările și completările ulterioare.

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 - 2018 față de planurile asumate, cu mențiunea că realizările aferente anului 2018 sunt în analiză, se prezintă în tabelul următor:

Nume distribuitor	Valoare totală investiții pe surse de finanțare (lei)/ An	2014	2015	2016	2017	2018
Total tara	Investiții totale prognozate	1.408.949.349	1.520.966.829	1.627.855.489	1.787.403.717	2.065.530.356
	<i>surse proprii</i>	1.013.986.094	1.240.066.761	1.373.497.997	1.545.348.708	1.814.902.506
	<i>contribuții financiare</i>	394.963.255	280.900.068	254.357.492	242.055.009	250.627.850
	Investiții realizate	1.454.743.932	1.520.041.748	1.704.377.231	1.883.139.846	2.046.319.246
	<i>surse proprii</i>	969.535.211	1.135.015.343	1.245.255.083	1.455.397.154	1.707.012.981
	<i>contribuții financiare</i>	485.208.720	385.026.405	459.122.147	427.742.692	339.306.265
Enel Distribuție Muntenia	Investiții totale prognozate	272.835.603	249.134.678	252.645.069	274.013.257	329.799.106
	<i>surse proprii</i>	180.184.461	161.596.866	169.724.310	193.708.065	251.172.512
	<i>contribuții financiare</i>	92.651.142	87.537.812	82.920.759	80.305.192	78.626.594
	Investiții realizate	248.672.218	215.984.939	297.342.638	281.939.300	352.814.430
	<i>surse proprii</i>	166.995.964	137.994.102	162.344.913	177.879.043	244.793.545
	<i>contribuții financiare</i>	81.676.254	77.990.838	134.997.725	104.060.257	108.020.884
Enel Distribuție Banat	Investiții totale prognozate	113.435.592	130.580.580	140.900.695	149.231.115	202.432.271
	<i>surse proprii</i>	72.313.365	92.984.767	105.190.682	113.817.495	166.926.731
	<i>contribuții financiare</i>	41.122.227	37.595.813	35.710.013	35.413.620	35.505.540
	Investiții realizate	99.492.719	108.443.955	149.350.356	147.734.395	161.253.273
	<i>surse proprii</i>	66.769.654	77.794.436	97.964.559	104.427.161	129.302.631
	<i>contribuții financiare</i>	32.723.065	30.649.519	51.385.797	43.307.234	31.950.642
Enel Distribuție Dobrogea	Investiții totale prognozate	120.711.413	127.395.353	141.618.268	149.068.596	195.314.312
	<i>surse proprii</i>	65.539.109	76.609.455	93.357.620	102.332.269	149.555.603
	<i>contribuții financiare</i>	55.172.304	50.785.898	48.260.648	46.736.328	45.758.709
	Investiții realizate	108.474.749	94.106.967	133.509.247	121.297.661	163.208.931
	<i>surse proprii</i>	61.816.565	64.489.997	86.171.024	93.626.609	132.413.888
	<i>contribuții financiare</i>	46.658.184	29.616.970	47.338.223	27.671.052	30.795.042
CEZ Distribuție	Investiții totale prognozate	204.317.556	194.276.507	194.445.974	197.681.012	204.634.789
	<i>surse proprii</i>	155.055.396	161.843.711	162.879.085	166.963.982	174.378.126
	<i>contribuții financiare</i>	49.262.160	32.432.796	31.566.889	30.717.030	30.256.662
	Investiții realizate	211.733.113	201.777.980	200.800.862	216.652.558	229.242.168
	<i>surse proprii</i>	155.055.639	161.853.684	166.211.011	171.588.532	181.988.542
	<i>contribuții financiare</i>	56.677.473	39.924.296	34.589.851	45.064.026	47.253.626
E.ON Moldova Distribuție	Investiții totale prognozate	173.382.141	183.513.064	162.914.730	176.402.748	173.392.833
	<i>surse proprii</i>	173.382.141	183.513.064	162.914.730	176.402.748	173.392.833
	<i>contribuții financiare</i>	-	-	-	-	-
	Investiții realizate	196.355.397	208.162.093	210.272.327	232.463.779	230.533.545
	<i>surse proprii</i>	155.691.001	169.632.197	174.094.023	172.335.225	182.518.958
	<i>contribuții financiare</i>	40.664.395	38.529.896	36.178.304	60.128.554	48.014.587
FDEE Electrica Distribuție Muntenia Nord	Investiții totale prognozate	185.098.622	245.720.845	270.936.460	311.408.335	359.848.666
	<i>surse proprii</i>	117.221.622	180.350.659	215.037.277	262.525.496	299.368.322
	<i>contribuții financiare</i>	67.877.000	65.370.186	55.899.183	48.882.839	60.480.345
	Investiții realizate	194.552.449	195.724.577	193.518.695	267.612.025	322.430.775
	<i>surse proprii</i>	120.511.911	144.903.430	159.971.460	240.210.954	293.587.902
	<i>contribuții financiare</i>	74.040.538	50.821.147	33.547.236	27.401.072	28.842.873
FDEE Electrica Distribuție Transilvania Nord	Investiții totale prognozate	196.730.000	193.689.440	234.085.464	269.583.552	300.314.880
	<i>surse proprii</i>	129.780.000	193.689.440	234.085.464	269.583.552	300.314.880
	<i>contribuții financiare</i>	66.950.000	-	-	-	-
	Investiții realizate	183.238.419	255.701.529	292.805.345	317.196.255	297.545.941
	<i>surse proprii</i>	120.478.435	194.431.718	236.663.516	253.965.560	296.129.544
	<i>contribuții financiare</i>	62.759.984	61.269.811	56.141.829	63.230.695	1.416.397
FDEE Electrica Distribuție Transilvania Sud	Investiții totale prognozate	142.438.421	196.656.362	230.308.829	260.015.102	299.793.500
	<i>surse proprii</i>	120.510.000	189.478.800	230.308.829	260.015.102	299.793.500
	<i>contribuții financiare</i>	21.928.422	7.177.562	-	-	-
	Investiții realizate	212.224.868	240.139.708	226.777.761	298.243.873	289.290.183
	<i>surse proprii</i>	122.216.042	183.915.779	161.834.577	241.364.071	246.277.970
	<i>contribuții financiare</i>	90.008.826	56.223.928	64.943.183	56.879.802	43.012.213
	Investiții recunoscute	91.210.771	147.110.466	149.693.005	238.688.091	

Din datele prezentate în tabelul de mai sus, rezultă că în anul 2017 gradul de realizare la nivel de țară a programelor de investiții prognozate de operatorii de distribuție concesionari, din surse proprii, a fost de 94,4 %, iar în anul 2018 s-a menținut la peste 94 %.

Pentru a crește eficiența cheltuirii fondurilor alocate pentru investiții, ANRE a aprobat prin **Ordinul nr. 8/2016 Procedura privind elaborarea și aprobarea programelor de investiții ale operatorilor economici concesionari ai serviciului de distribuție a energiei electrice. 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.

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.

Gradul mediu la nivel de țară de recunoaștere a investițiilor în tariful de distribuție a fost la nivelul anului 2017 de 90,7 %, cu variații între operatori de la 81 % pentru E-Distribuție Dobrogea la 102 % pentru Distribuție Energie Oltenia.

Tipul lucrărilor realizate în rețelele electrice de distribuție în anul 2018 se prezintă în tabelul următor:

Tip	Denumire categorie	Valoare [lei]
	TOTAL, din care:	1.707.012.981
A	ESENTIALE - Total (A1+A2+A3+A4)	428.572.087
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	351.201.095
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	71.704.718
A3	Achiziția de echipament pentru asigurarea securității muncii	5.666.273
A4	Instalații pentru compensarea factorului de putere	0
B	NECESARE - Total (B1+B2+B3+B4+B5+B6)	1.149.845.590
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	33.059.391
B2	Înlocuirea de echipamente, lucrări de retnologizare și modernizare pentru reducerea CPT, înlocuirea grupurilor de măsurare	431.448.012
B3	Îmbunătățirea calității serviciului de distribuție	539.173.328
B4	Realizarea de capacități noi, extinderea rețelei existente pentru alimentarea noilor utilizatori	49.372.092
B5	Implementarea sistemelor de măsurare inteligentă	64.641.259
B6	Noi racordări, inclusiv cele impuse de legislația primară, întărirea rețelei pentru noile racordări, precum și cota parte neacoperită de tariful de racordare	32.151.509

C	JUSTIFICABILE - Total (C1+C2+C3)	128.595.304
C1	Echipamente de lucru	41.867.618
C2	Imbunătățire condiții de muncă	59.218.875
C3	Preluări capacități energetice de distribuție a energiei electrice de la terți	292.912
C4	Lucrări de modernizare din mentenanță	27.215.899

Așa cum reiese și din tabelul de mai sus, din valoarea totală a lucrărilor de investiții realizate în anul 2018, din surse proprii, de operatorii de distribuție concesionari, lucrările de investiții în RED reprezintă 93,75 %.

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) 1222/2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (CACM) 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 implicite continue.

XBID, soluția de cuplare unică a piețelor intrazilnice a fost lansată în 12/13 iunie 2018, într-un an de funcționare fiind stabilite peste 16 milioane de tranzacții. Țările operaționale de la prima lansare sunt Belgia, Danemarca, Germania, Estonia, Finlanda, Franța, Letonia, Lituania, Norvegia, Olanda, Austria, Portugalia, Suedia și Spania. Pregătirea și testarea sunt acum în plină desfășurare pentru **lansarea celui de-al doilea val**, care urmează să aibă loc spre sfârșitul trimestrului IV 2019. Următoarele țări vor fi integrate în regiunea cuplată deja existentă pe orizontul intrazilnic: Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Ungaria, Polonia, România și Slovenia².

² 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 CNTEE Tranelectrica S.A., 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.

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 (Croatia), 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 CACM și pentru Regulamentului (UE) 2016/1719 de stabilire a unor orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (FCA), dar și pentru alte eventuale coduri și linii directoare ale rețelei europene de energie electrică stabilite, sau care vor fi stabilite, 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.

În cursul anului 2018 au fost aprobate în aplicarea prevederilor codurilor de rețea și a cerințelor acestora de aprobare la nivel european sau regional următoarele decizii și ordine:

- **Decizia ANRE nr. 70/17.01.2018** pentru aprobarea *Metodologiei de furnizare a datelor privind producția și consumul pentru stabilirea modelului comun de rețea pentru perioadele de alocare a capacităților pe termen lung* (art.17 FCA),
- **Decizia ANRE nr. 71/17.01.2018** pentru aprobarea *Propunerii tuturor operatorilor de transport și de sistem privind amendamentul la regiunile de calcul al capacităților*, aprobate prin decizia ACER nr. 06 din 17 noiembrie 2016 (CACM),
- **Decizia ANRE nr. 662/25.04.2018** privind aprobarea *Propunerii OTS-urilor din CCR SEE pentru desemnarea drepturilor de transport pe termen lung în temeiul articolului 31.3 din Regulamentul (UE) 1719/2016*,
- **Decizia ANRE nr. 663/25.04.2018** privind aprobarea *Propunerii OTS-urilor din CCR SEE pentru procedurile de ultimă instanță* (CACM, art.44),
- **Decizia ANRE nr. 1165/04.07.2018** pentru aprobarea documentului *„Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru metodologia privind modelul comun de rețea în conformitate cu prevederile art. 18 din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung”*,
- **Decizia ANRE nr. 1166/04.07.2018** pentru aprobarea documentului *„Propunerea tuturor OTS-urilor din regiunea de calcul al capacității CORE pentru modificarea structurii regionale curente a drepturilor de transport pe termen lung în temeiul articolului 4 (12) din Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei”*,
- **Decizia ANRE nr. 1486/12.09.2018** pentru aprobarea documentului *„Propunerea tuturor operatorilor de transport și de sistem pentru metodologia privind modelul comun de rețea elaborată în conformitate cu prevederile art. 67 alin. (1) și ale art. 70 alin. (1) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice”*,
- **Decizia ANRE nr. 1487/12.09.2018** privind *Propunerea tuturor OTS pentru determinarea blocurilor RFP pentru Zona Sincronă Europa Continentală în conformitate cu articolul 141 alin. (2) din*

Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unor linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice,

- **Decizia ANRE nr. 2046/19.12.2018** privind aprobarea documentului „*Propunerea tuturor Operatorilor de Transport și de Sistem care efectuează procesul de înlocuire a rezervelor pentru cadrul de implementare a unei Platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire în conformitate cu articolul 19 din Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică*”.
- **Ordinul ANRE nr. 28/31.01.2018** de aprobare a *Propunerii tuturor OPEED pentru produsele care pot fi luate în considerare de OPEED-uri în procesul de cuplare unică pentru ziua următoare* - (CACM, art. 40);
- **Ordinul ANRE nr. 29/31.01.2018** de aprobare a *Propunerii tuturor OPEED pentru produsele care pot fi luate în considerare de OPEED-uri în procesul de cuplare intrazilnică* (CACM, art. 53);
- **Ordinul ANRE nr. 30/31.01.2018** de aprobare a *Propunerii tuturor OPEED pentru Metodologia de rezervă* (CACM, art 36),

De asemenea, în cursul anului 2018 au fost elaborate următoarele proiecte de decizii:

- Proiect de decizie pentru aprobarea propunerii tuturor operatorilor de transport și de sistem privind al II-lea amendament la regiunile de calcul al capacităților, aprobate prin decizia ACER nr. 06 din 17 noiembrie 2016,
- Proiect de decizie pentru aprobarea documentului „*Propunerea operatorilor de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților SEE privind metodologia comună de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor*”,
- Proiect de decizie pentru aprobarea documentului „*Elaborarea la nivel regional, de către operatorii de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților CORE, a metodologiei comune de calcul al capacităților pentru ziua următoare în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015*”,
- Proiect de decizie pentru aprobarea documentului „*Elaborarea la nivel regional, de către operatorii de transport și de sistem din regiunea de calcul al capacităților CORE, a metodologiei comune de calcul al capacităților intrazilnice în conformitate cu prevederile art. 20 și următoarele din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015*”.

și au fost analizate documentele:

- Propunerea tuturor OTS de metodologie comună de calcul al schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor pentru ziua următoare – Regulamentul (UE) 1222/2015, art. 43 (1);
- Propunerea tuturor OTS de metodologie comună de calcul al schimburilor planificate care rezultă din cuplarea unică a piețelor intrazilnice – Regulamentul (UE) 1222/2015, art. 56 (1),
- Propunerea tuturor OTS din CCR CORE de metodologie privind redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă coordonate – Regulamentul (UE) 1222/2015, art. 35 (1),
- Propunerea tuturor OTS din CCR SEE de metodologie privind redispecerizarea și comercializarea în contrapartidă coordonate – Regulamentul (UE) 1222/2015, art. 35 (1),
- Anexa specifică regiunilor pentru regiunea de calcul al capacității CORE la Normele de Alocare Armonizate a drepturilor de transport pe termen lung - Regulamentul (UE) 1719/2016, art. 52.

În ceea ce privește funcționarea integrată a piețelor regionale de energie, la data de 21 decembrie 2018, autoritățile de reglementare ANRE, BnetzA, E-Control, ERU, HEA, URSO și URE au solicitat, printr-o scrisoare comună adresată operatorilor de transport și de sistem și operatorilor pieței de energie electrică desemnați din statele vizate, relansarea proiectului interimar pentru cuplarea piețelor pe baza capacității nete de transfer, între DE, AT, PL și 4MMC (Proiectul DE-AT-PL-4MMC), pentru a dezvolta în continuare integrarea regională a piețelor pentru ziua următoare.

Implementarea în timp util a Proiectului DE-AT-PL-4MMC va introduce beneficiile alocării implicite pentru capacitățile zilnice transfrontaliere pe granițele HU-AT, AT-CZ, CZ-DE, DE-PL, CZ-PL și PL-SK chiar înainte ca Proiectul de cuplare a pieței bazat pe flux (FBMC) să intre în vigoare. Astfel, Proiectul de cuplare DE-AT-PL-4MMC ar putea permite o tranziție treptată pe granițele vizate, de la alocarea explicită bazată pe NTC către alocarea implicită bazată pe flux, oferind o mai mare transparență pentru piață în timpul testării externe a FBMC.

3.1.5. 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.

Deciziile relevante în acest context emise de ACER în anul 2018 pentru au fost:

- **Decizia ACER nr. 4/2018** privind *Propunerea tuturor OTS-urilor referitoare la orele de deschidere și de închidere a porții pieței intrazilnice interzonale* (CACM, art.59),
- **Decizia ACER nr. 8/2018** privind *Propunerea tuturor OPEED-urilor pentru algoritmul de cuplare prin preț și pentru algoritmul de tranzacționare prin corelare continuă, încorporând de asemenea propunerile OTS și OPEED pentru un set comun de cerințe* (CACM, cap.4 și6),
- **Decizia ACER nr. 10/2018** privind *Propunerea OTS-urilor din CCR CORE pentru Procedurile de Ultimă Instanță* (CACM art.44).

În cursul anului 2018, au fost continuate activitățile privind aplicarea prevederilor Regulamentului (UE) nr. 1227/2011 al Parlamentului European și al Consiliului din 25 octombrie 2011 privind integritatea și transparența pieței angro de energie (REMIT) și 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:

- **demersuri pentru asigurarea fiabilității operaționale a datelor REMIT** - finalizarea proiectului de stabilire a măsurilor de securitate operațională în vederea obținerii de către ANRE a certificării necesare din partea ACER pentru a putea descărca, stoca și prelucra datele REMIT,
- **verificarea și actualizarea datelor de înregistrare a participanților la piață în Registrul național** - În baza prevederilor regulamentelor europene sus-menționate, a **Deciziei ACER nr. 1/2012** și **Ordinului ANRE nr. 1/2015**, a continuat verificarea și actualizarea informațiilor din Registrul

național și au fost întreprinse acțiuni de conștientizare a operatorilor economici deja înscrși în Registrul național în vederea respectării obligațiilor pe care le au în conformitate cu *Procedura de înregistrare a participanților la piața angro de energie în Registrul național al participanților la piața angro de energie*, aprobată prin Ordinul nr. 1/2015. În anul 2018, au fost înregistrați **25 de participanți noi pe piețele angro de energie electrică și gaze naturale** conform cerințelor REMIT. La sfârșitul anului 2018, dețineau cod ACER un număr de **691** 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 SNTGN TRANSGAZ S.A., terțe părți autorizate de ACER pentru raportarea de date de tranzacționare și fundamentale, în conformitate cu Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014,

- **acțiuni de îndrumare și conștientizare a participanților la piață cu privire la interdicțiile și obligațiile stipulate de REMIT** - În 2018, ANRE a continuat să ofere îndrumare participanților la piață care au solicitat clarificări cu privire la modalitatea de aplicare a prevederilor REMIT privind: acordarea codului ACER, modul de raportare a datelor de tranzacționare și a datelor fundamentale, excepțiile de la raportare prevăzute în Regulamentul de punere în aplicare (UE) nr. 1348/2014 al Comisiei. În plus, au fost publicate informări suplimentare pe pagina de internet a ANRE, la secțiunea dedicată, <https://www.anre.ro/ro/energie-electrica/informatii-de-interes-public/info-remit>, privind: obligațiile referitoare la transparență instituite prin art. 4 din REMIT, modul de aplicare a art. 5 alin. (2) din **Ordinul ANRE nr. 1/2015**, precum și informații referitoare la Platforma de notificare a ACER. Acțiunea de conștientizare a participanților la piață cu privire la obligațiile acestora referitoare la transparență instituite prin art. 4 din REMIT a fost derulată în paralel cu analiza concretă a modului de respectare a prevederii REMIT privind *publicarea în mod efectiv și în timp util* a informațiilor privilegiate și a modului de transmitere a datelor de către proprietarii primari ai datelor, conform Regulamentului (UE) nr. 543/2013,
- **participarea în cadrul grupurilor de lucru ACER și colaborarea cu alte autorități de reglementare** - a fost asigurată participarea în grupurile de lucru organizate la nivelul ACER și CEER pentru aplicarea la nivel național a prevederilor REMIT. Activitățile desfășurate au vizat urmărirea fazelor de punere în aplicare la nivel național, pentru anul 2018, și îndeplinirea obligațiilor ce revin ANRE, participanților la piața angro și persoanelor care realizează tranzacții cu titlu profesional,
- **evaluarea persoanelor care realizează tranzacții cu titlu profesional** - având în vedere rolul conferit de REMIT persoanelor care realizează tranzacții cu titlu profesional (persons professionally arranging transactions/PPAT), respectiv de prim palier de supraveghere a comportamentului participanților la piață, ANRE a demarat un proces de evaluare a modului în care aceștia își respectă obligațiile precizate la art. 15 din REMIT și detaliate în Ghidul ACER de aplicare a REMIT, respectiv de stabilire de mecanisme și proceduri eficiente pentru detectarea oricăror situații susceptibile a constitui un posibil abuz de piață, conform REMIT,
- **semnalarea suspiciunilor de încălcare a REMIT pe Platforma de notificare a ACER** - abuzul de piață poate fi semnalat de PPAT-uri, autoritățile de reglementare în domeniul energiei, autoritățile financiare, precum și de orice altă parte interesată pe Platforma de notificare dezvoltată de ACER în acest scop pe Portalul REMIT (<https://www.acer-remit.eu/np/home>), utilizând formatul cadru de notificare stabilit de ACER - Suspicious Transaction Report (STR). Ca urmare, participanții la piață responsabili pot recurge la acest mijloc de notificare atunci când au argumente pentru a motiva în mod rezonabil o suspiciune de abuz de piață (respectiv încălcarea art. 3 privind interzicerea tranzacțiilor bazate pe informații privilegiate și art. 5 din REMIT privind interzicerea manipulării pieței), precum și orice alt tip de încălcare a obligațiilor prevăzute de REMIT (art. 4 privind publicarea informațiilor privilegiate, art. 8 privind raportarea datelor, art. 9 privind înregistrarea participanților la piață și art. 15 privind obligațiile persoanelor care efectuează tranzacții cu titlu profesional). Pe pagina de internet a ANRE sunt furnizate detalii suplimentare în legătură cu acest subiect. În plus, Platforma de

Notificare REMIT poate fi folosită de participanții la piața angro de energie pentru îndeplinirea obligațiilor pe care aceștia le au în conformitate cu prevederile art. 3 alin. (4) pct. b) și art. 4. alin. (2) din REMIT,

- **analiza cazurilor de încălcări ale REMIT** – au fost realizate analize preliminare ale notificărilor de tip STR transmise la ANRE în conformitate cu principiile, procedeele, criteriile și etapele descrise în documentele cu caracter orientativ ale ACER. În procesul de analiză preliminară a cazurilor notificate, reprezentanții ANRE au colaborat permanent cu ACER, cu participanții la piață și cu Opcom S.A. și CNTEE Transelectrica S.A. Până în prezent au fost notificate **9 cazuri privind suspiciuni de încălcare a prevederilor art. 3 și/sau 5 din REMIT**, în cursul anului analizat fiind notificate **3 cazuri**. Cazurile notificate se află în diferite stadii de analiză, de la analiza preliminară până la direcționarea acestora către serviciul investigații. Pentru 3 cazuri, ANRE a colaborat cu alte instituții, direcționând către acestea rezultatele analizelor preliminare,
- **colaborarea cu alte instituții în vederea aplicării coordonate a REMIT** - ANRE a colaborat cu Consiliul Concurenței și Autoritatea de Supraveghere Financiară în baza Protocoalelor de colaborare încheiate cu cele două instituții, în scopul abordării coordonate a modalităților de asigurare a aplicării prevederilor REMIT și monitorizării modului de funcționare a piețelor de energie electrică în vederea identificării situațiilor de încălcare a legislației specifice.

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

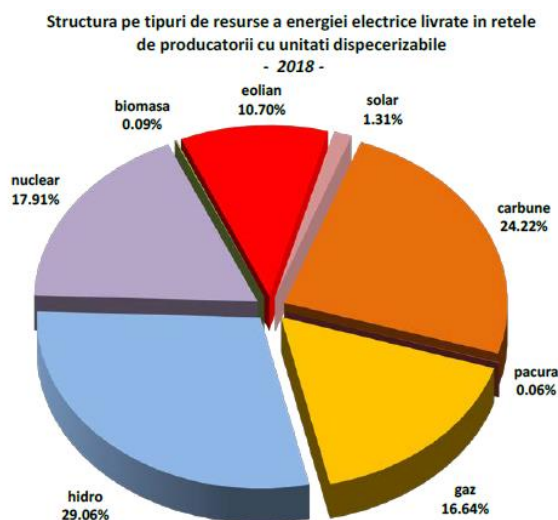
Aspectele solicitate au fost prezentate în capitolul 2.1.1. Separarea activităților.

3.2. Promovarea concurenței

3.2.1. Piața angro de energie electrică

Structura energiei electrice produse în unități dispecerizabile

În baza prevederilor Metodologiei de monitorizare a pieței angro de energie electrică, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 67/2018 - Metodologia de monitorizare PAN - procesul de monitorizare lunară a sectorului de producere s-a axat pe activitatea titularilor de licență de exploatare comercială a capacităților de producere a energiei electrice, deținători de unități dispecerizabile, indiferent de tipul de resursă primară utilizat, din perspectiva participării lor la piața de energie electrică.



După cum rezultă din datele colectate lunar de la cei 124 producători de energie electrică deținători de unități dispecerizabile din surse de producere hidroelectrică, nucleară, termoelectrică, eoliană, fotovoltaică și biomasă, în anul 2018 s-a produs o cantitate de energie electrică de 61,97 TWh față de cei 61,32 TWh produși în anul 2017, în timp ce energia electrică livrată de respectivii producători în rețele a reprezentat o cantitate de 58,31 TWh, față de cei 57,48 TWh livrați în anul precedent de producătorii dispecerizabili.

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 2018, comparativ cu anul 2017.

Producător dispecerizabil	Energie electrică produsă în 2018 (GWh)	Energie electrică produsă în 2017 (GWh)	Evoluție 2018 / 2017 (%)
Hidroelectrică SA	17.232	14.039	▲22,7
Complexul Energetic Oltenia SA	14.143	14.933	▼ 5,3
SN Nuclearelectrică SA	11.377	11.509	▼ 1,1
OMV Petrom SA	4.848	3.645	▲33,0
Electrocentrale București SA	2.592	2.841	▼ 8,8
Enel Green Power România SRL	1.226	1.357	▼ 9,7
Romgaz SA	1.165	1.864	▼37,5
Complexul Energetic Hunedoara SA	960	1.199	▼19,9
Tomis Team SRL	646	777	▼16,9
CET Govora SA	525	723	▼27,4
Ovidiu Development SRL	479	569	▼15,8
Verbund Wind Power SRL*	431	232	▲85,8
EDPR România SRL	426	522	▼18,4

Veolia Energie Prahova SRL	408	461	▼11,5
Alți producători dispecerizabili (cu cote de piață sub pragul de 0,5%)	5515	6653	▼17,1
TOTAL	61973	61324	▲ 1,1

* în 2017, producătorul a fost cuprins în 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 a energiei electrice este dominat și în anul 2018 de principalii 3 producători de energie electrică din surse clasice, Hidroelectrică, CE Oltenia și Nuclearelectrică, care împreună, asigură cca. 69% din energia electrică produsă în unități dispecerizabile. Cota de piață mai mare de 5% din cantitatea de energie electrică produsă a înregistrat și producătorul OMV Petrom, care și-a păstrat poziția din anii anteriori. Alți 3 producători au produs cantități de peste 1 TWh, printre care și producătorul eolian Enel Green Power, situație apropiată de cea din anul precedent.

Cea mai mare cotă de piață, atât din punct de vedere al energiei electrice produse, cât și al celei livrate în rețea, o deține producătorul Hidroelectrică (27,8% la energia produsă și 29,02% la cea livrată), care, cu cei peste 17,2 TWh produși în grupurile sale hidroenergetice, a devansat producătorul CE Oltenia în 2018, cu cca. 3 TWh. De altfel, pe fondul hidraulității ridicate din primele luni ale anului, producția totală obținută în anul 2018 s-a apropiat de cea din anul 2016, când Hidroelectrică a produs o cantitate de 17,57 TWh. Comparând producția aceleiași luni din anii 2016-2018, se constată că, exceptând lunile februarie și iunie 2018, cele mai mari cantități s-au produs în primele 9 luni din 2018, în luna iulie înregistrându-se un record al celor 3 ani analizați, cu peste 2 TWh energie electrică produsă. În schimb, modificările nivelului de hidraulitate din ultimul trimestru al anului 2018 (scăderea gradului de umplere a lacurilor până aproape de 50% și a debitului afluent al Dunării spre minimumul anului), au determinat producții de energie electrică reduse în lunile noiembrie și decembrie 2018, reprezentând minimumul cantităților produse comparativ cu lunile similare din anii 2016 și 2017.

Al doilea producător din punct de vedere al cotei de piață, CE Oltenia a înregistrat în 2018 o cantitate totală produsă sub nivelul celei din anul anterior, cu cantități lunare în perioada iunie-octombrie 2018 sub nivelul celor din lunile similare din anii 2016 și 2017, pe fondul realizării spre sfârșitul anului a unor lucrări de revizie și reparație, respectiv de conformare la cerințele de mediu.

Cantitatea de energie electrică produsă de Nuclearelectrică, producătorul cu a treia cotă de piață, se păstrează relativ constantă față de valorile înregistrate în cei doi ani precedenți.

Prezentăm, în tabelul următor, indicatorii de concentrare calculați în funcție de energia livrată în rețele, pentru perioada 2016-2018.

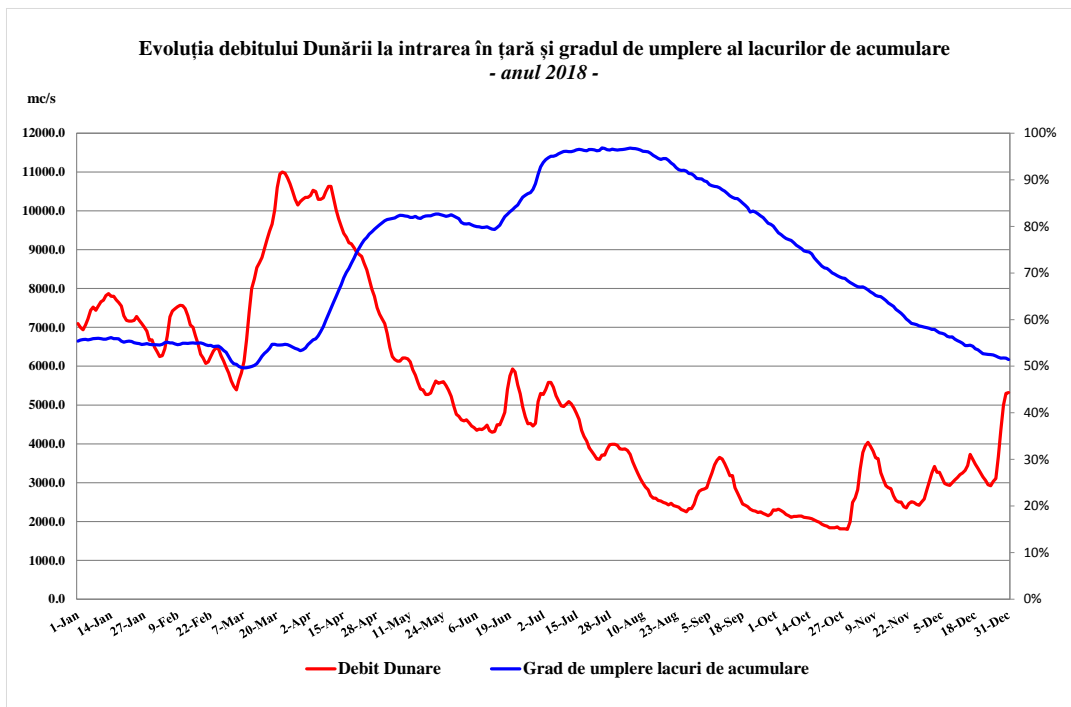
Indicatori de concentrare	2016	2017	2018
C1 (%)	29,83	24,05	29,02
C3 (%)	68,94	65,96	68,91
HHI	1737	1552	1742

Valorile 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 2018 s-a caracterizat printr-o creștere a consumului intern de energie electrică (calculat pe baza energiei livrate în rețele de producătorii dispecerizabili și a soldului comercial import-export) cu 2,2% față de cel înregistrat în anul 2017 și cu 5,4% față de cel din 2016. La nivelul lunilor, consumul intern a atins maxime față de valorile din lunile similare ale anilor 2016 și 2017, în majoritatea lunilor (cu excepția lunilor ianuarie și aprilie 2018). La nivelul anului 2018, curba consumului intern a urmărit tendința sezonieră, înregistrându-se totodată vârfuri de consum, cu valori de peste 5TWh, în lunile ianuarie, martie și decembrie.

La nivelul anului 2018, cantitatea de energie electrică livrată în rețea a crescut cu 1,4% față de anul anterior, cel mai mare procent de creștere înregistrându-l energia din resurse hidroenergetice, în timp ce energia din sursă eoliană a scăzut față de aceeași perioadă de comparație cu 14,7%, iar cea din biomasă cu 35,5% (singurul producător dispecerizabil pe bază de biomasă fiind Bioenergy Suceava). La comparația energiei produse și livrate din tipuri de resurse primare cu anul 2016 se constată o scădere semnificativă a energiei pe bază de păcură (ajungând la aproape un sfert din ceea ce s-a obținut în 2016).

O creștere procentuală semnificativă a fost înregistrată de energia electrică provenită din sursă hidro, în condițiile unui an caracterizat atât prin hidraulicitate ridicată (primele 9 luni), cât și printr-o reducere drastică a acesteia (a doua parte a anului). Prezentăm evoluția zilnică a debitului afluent al Dunării în secțiunea Porțile de Fier și a gradului de umplere din marile lacuri de acumulare ale Hidroelectrica în cursul anului 2018. Se remarcă nivelul foarte scăzut atins de debitul Dunării în perioada septembrie-octombrie și scăderea constantă a gradului de umplere a lacurilor începând cu luna iulie, ajungând până la golirea spre 50% a lacurilor la sfârșitul anului.



Sursa: Raportările zilnice ale CNTEE Transelectrica SA - prelucrare ANRE -

Piața angro de energie electrică

Modificările de structură a pieței angro, intervenite o dată cu intrarea în vigoare a *Legii nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale* (Legea), 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.

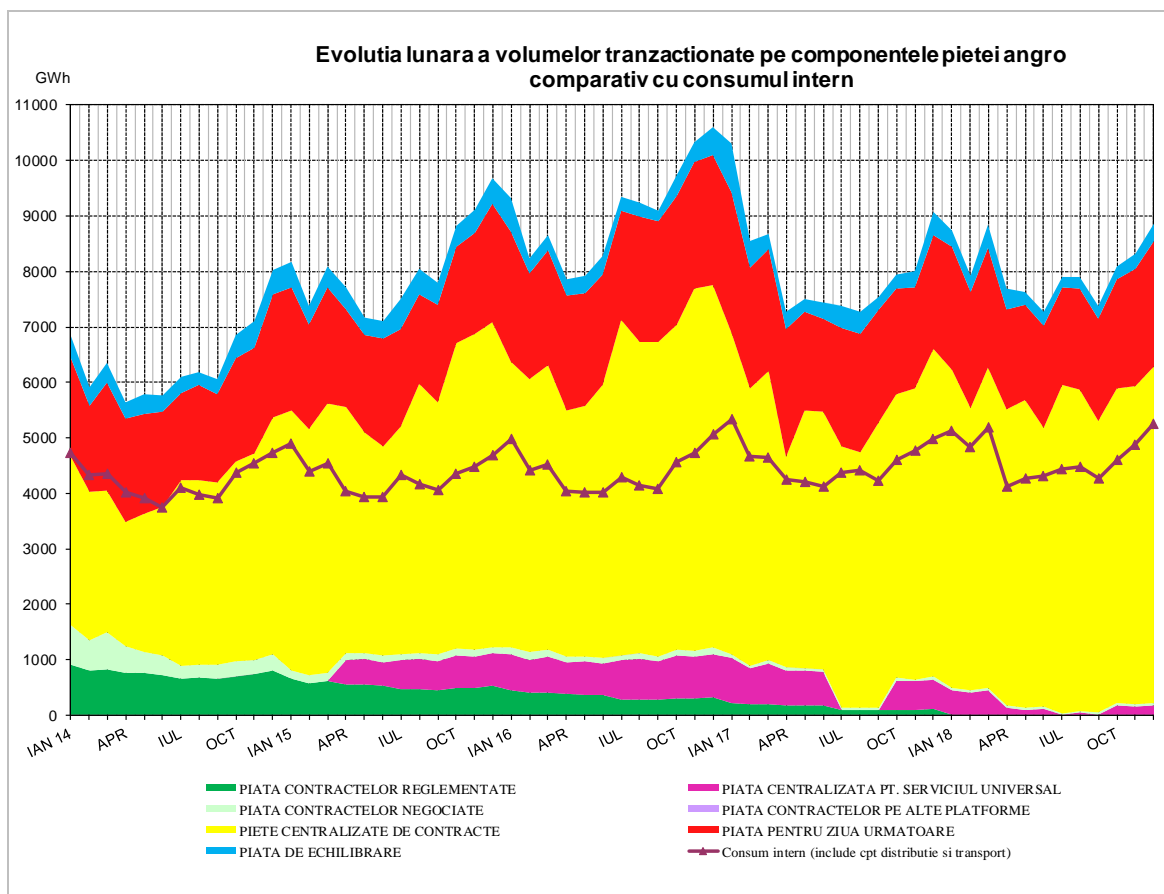
Prezentăm, în continuare, volumele anuale livrate pe fiecare dintre componentele pieței angro în perioada 2014 – 2018 și evoluția acestora față de valorile anului precedent, precum și ponderea din consumul intern înregistrat în 2018. Este prezentat, de asemenea, graficul evoluției volumelor livrate lunar, comparativ cu consumul intern lunar pentru aceeași perioadă.

Evoluția lunară a acestor volume în cifre absolute și a prețurilor medii realizate pe respectivele componente ale pieței angro poate fi accesată pe pagina de internet a ANRE în cadrul Rapoartelor lunare privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică.

Componentele pieței angro	2014 (GWh)	2015 (GWh)	2016 (GWh)	2017 (GWh)	2018 (GWh)	Evoluție față de anul 2017 - % -	Pondere din consum intern 2018 - % -
Piața contractelor reglementate	9058	6413	4152	1741	-	▼100,0	-
Piața contractelor negociate direct	4611	1509	1283	616	438	▼28,9	0,8
Piețe centralizate de contracte bilaterale, din care:	37284	56717	65337	59829	67005	▲12,0	120,2
PCCB-LE	34319	31407	21729	22821	22736	▼0,4	40,8
PCCB-NC	1621	7915	12718	11474	15273	▲33,1	27,4
PC-OTC	1344	17394	30890	25534	28996	▲13,6	52,0
Piața centralizată pentru serviciul universal	-	4592	8046	5601	2208	▼60,6	4,0
Piața pentru Ziua Următoare	21496	22496	25810	24716	23541	▼4,8	42,2
Piața Intrazilnică	64	76	131	152	159	▲4,3	0,3
Piața de Echilibrare	4169	4861	4001	4497	3305	▼26,5	5,9
Export*	8200	10504	8587	6548	5479	▼16,3	9,8

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

*Cantitatea aferentă contractelor de export în anul 2018 include atât cantitățile exportate de furnizori/traderi, cât și exportul realizat prin intermediul CNTEE Transelectrica S.A., în calitatea sa de agent de transfer pentru PZU cuplat.



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

În anul 2018 a predominat livrarea energiei tranzacționate pe piețele centralizate de contracte bilaterale de energie electrică organizate la nivelul OPCOM (PC-OTC, PCCB-LE și PCCB-NC), care asigură în special livrarea energiei aferente tranzacțiilor pe contracte încheiate pe termen mediu sau lung, urmate de PZU în cazul tranzacțiilor cu livrare pe termen scurt. În același timp, volumul energiei electrice livrate pe contracte bilateral negociate a fost în continuă scădere, atingând în 2018 cea mai mică pondere raportată la consumul intern (cca. 0,8%), 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, **reducerea cu cca. 26,5% a volumului energiei electrice tranzacționate pe piața de echilibrare față de 2017**. Din datele prezentate rezultă că dintre piețele centralizate de contracte bilaterale, PCCB-LE s-a menținut la valori apropiate de cele din 2017, înregistrând o ușoară reducere a volumelor livrate, în timp ce PCCB-NC și PC-OTC au înregistrat creșteri semnificative ale acestor volume. Piața de energie electrică pentru clienții finali mari este în continuare inactivă, până la sfârșitul anului 2018 fiind depusă o singură ofertă inițiatoare a cărei tranzacționare a fost însă anulată din lipsa ofertelor de răspuns. PI continuă să înregistreze o pondere nesemnificativă, creșterea volumului tranzacționat față de anul 2017 fiind nesemnificativă (4,3%) raportat la volumul mic tranzacționat. În ceea ce privește activitatea comercială transfrontalieră, prezentată în tabelul următor, rezultă că în anul 2018, comparativ cu anul anterior, aceasta s-a redus atât pe partea de export, cât și 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 gradual de la an la an.

Tranzacții import/export	2015	2016	2017	2018
Export				
Volum (GWh)	10504	8587	6548	5479
Preț mediu (lei/MWh)	168,05	155,58	189,7	193,66
din care, prin PZU cuplat*				
Volum (GWh)	34	717	804	1399
Preț mediu (lei/MWh)	157,75	143,57	178,25	180,23
Import				
Volum (GWh)	3776	3570	3654	2934
Preț mediu (lei/MWh)	157,43	149,81	242,53	248,66
din care, prin PZU cuplat*				
Volum (GWh)	2953	2249	2031	1123
Preț mediu (lei/MWh)	157,93	150,82	252,70	253,40

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

*Cantitatea aferentă contractelor de export în anul 2018 include atât cantitățile exportate de furnizori/traderi, cât și exportul realizat prin intermediul CNTEE Transelectrica S.A., în calitatea sa de agent de transfer pentru PZU cuplat.

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

Prețuri medii pe componentele pieței angro	2018 -lei/MWh-	2017 -lei/MWh-	Evoluție 2018 față de 2017 - %-
Piața contractelor reglementate	-	121,12	-
Piața contractelor negociate direct	161,29	158,93	▲ 1,5
Piața centralizată a contractelor bilaterale, din care:	199,06	170,69	▲ 16,6
PCCB-LE	187,97	165,97	▲ 13,3
PCCB-NC	205,62	175,17	▲ 17,4
PC-OTC	204,30	172,89	▲ 18,2
Piața centralizată pentru serviciul universal	238,98	187,01	▲ 27,8
Piața pentru Ziua Următoare*	216,16	219,95	▼ 1,7
Piața Intrazilnică**	105,89	178,85	▼ 41,8
Piața de Echilibrare***	401,67	336,19	▲ 19,5
Export****	193,66	189,70	▲ 2,1

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 orare de închidere a pieței și este publicat de Opcom S.A.
 ** prețul mediu anual este calculat pe baza volumului și valorii tranzacționate anuale, publicate de Opcom S.A.
 *** prețul mediu anual este calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii lunare de deficit.
 ****prețul mediu anual reflectă informațiile referitoare la exportul realizat de furnizori/traderi și pe cele referitoare la exportul realizat prin intermediul CNTEE Transelectrica S.A., în calitatea sa 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 de livrare rezultate din tranzacțiile încheiate pe componente ale pieței angro în anul 2018, față de anul precedent, relevă creșterea prețurilor medii anuale pe majoritatea componentelor pieței angro cu excepția pieței pentru ziua următoare și a celei intrazilnice, în următorul context de piață:

- finalizarea, la data de 31.12.2017, a ultimei etape prevăzute în Calendarul de eliminare a tarifelor reglementate, cuprins în Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în data de 13.03.2012;
- creșterea consumului intern;
- situația regională caracterizată de condiții meteorologice similare celor din România;
- hidraulicitatea ridicată înregistrată în prima parte a anului și diminuarea resursei hidro în cea de-a doua parte a anului;
- temperatura medie mai ridicată cu 1,350C decât media multianuală înregistrată în perioada 1981 – 2010, 2018 fiind al treilea cel mai călduros an înregistrat în România din 1901 până în prezent, conform Comunicatului Ministerului Mediului publicat pe pagina de internet a Administrației Naționale de Meteorologie în data de 14.01.2019;
- indisponibilitățile 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.

În ultima parte a anului, unele dintre aceste condiții de piață au condus la înregistrarea unui deficit de energie pe termen lung și o lipsă de ofertă de vânzare pe toate componentele pieței angro.

Caracterizarea activității pe piața angro a principalelor categorii de participanți

Ca urmare a eliminării componentei reglementate a pieței angro, volumul livrărilor de energie electrică aferente contractelor derulate pe piața concurențială a crescut cu 5% în 2018, comparativ cu anul 2017.

Se remarcă menținerea ponderii majoritare a livrărilor pe contracte tranzacționate pe PC-OTC, în paralel cu diminuarea ponderii PCCB-LE și creșterea celei a PCCB-NC. Astfel, structura finală a activității pe piețele centralizate de contracte în anul 2018 este următoarea: 23% din volume au fost livrate pe PCCB-NC, 34% pe PCCB-LE, iar restul de 43% pe PC-OTC.

Volumele livrărilor de energie electrică derulate pe bază de contracte de import și export sunt mult mai mici decât volumele lunare livrate în 2017 pe aceleași tipuri de contracte.

Se remarcă evoluția lunară diferită a volumelor importate față de cele exportate. Creșterea semnificativă a volumelor importate în lunile mai, iunie și a celor din perioada septembrie-decembrie, corelată cu scăderea volumelor exportate în aceste luni, au condus la înregistrarea de variații semnificative ale soldului export-import, înregistrându-se un sold negativ pentru lunile mai și decembrie 2018.

Pe ansamblu, livrările aferente vânzătorilor producătorilor dispecerizabili pe piața concurențială au reprezentat în 2018 o cantitate de aproape 65,6 TWh, tranzacționată la prețul mediu anual de 199,43 lei/MWh; comparativ cu valorile anului 2017, se remarcă o creștere cu 5% a cantităților de energie electrică vândute și cu 10% a prețului mediu anual.

Cea mai mare parte din respectiva cantitate a fost vândută pe piețele centralizate de contracte bilaterale (cca. 43,8 TWh), iar din aceasta, preponderentă a fost vânzarea către furnizorii de energie electrică (39,7 TWh la prețul mediu de 191,87 lei/MWh). Cantități mari au fost vândute și prin intermediul piețelor pe termen scurt (PZU și PI) - cca. 14,5 TWh la prețul mediu anual de 219,77 lei/MWh. Față de anul precedent, structura de vânzare a producătorilor dispecerizabili a continuat să se modifice, mărindu-se cantitatea tranzacționată pe piețe de tip PCCB și PI în detrimentul PCSU, care a înregistrat o scădere drastică de 89%, și al PZU cu o scădere de 11%.

Cel mai mic preț mediu anual realizat de furnizori la vânzare este înregistrat pentru contractele de vânzare pe PCCB-LE (200 lei/MWh), iar cel mai mare preț mediu anual este înregistrat pe PCCB-NC (220,37 lei/MWh). Se remarcă faptul că prețul mediu pe PCSU (242,99 lei/MWh) a înregistrat și în anul 2018 valori mai mari decât cele înregistrate pe celelalte piețe centralizate de contracte administrate de Opcom SA.

În 2018, prețul mediu anual la care FUI au achiziționat energia electrică de pe piețele de tip PCCB (217,46 lei/MWh) este mai mic decât cel la care au achiziționat energia electrică de pe PZU (253,42 lei/MWh).

Operatorii de distribuție au achiziționat 5,8 TWh energie electrică numai prin intermediul pieței concurențiale, în principal prin intermediul produselor existente pe PCCB-LE și PCCB-NC (46,9%, respectiv 25,6% din volumul achiziției anuale), urmată de achiziția de pe PZU (cca. 23,6%) și PC-OTC. În ceea ce privește activitatea acestora pe piețele centralizate, se remarcă următoarele:

- unii operatorii de distribuție activi pe PCCB-LE și PZU în anul 2017 și-au diminuat achiziția din aceste piețe orientându-se, în anul 2018, spre achiziția de pe PCCB-NC și PC-OTC; dacă în anul 2017 a fost numai un operator activ pe PC-OTC, în 2018, 4 dintre aceștia au devenit activi, achiziționând energie electrică de pe această piață;
- 5 dintre operatorii de distribuție și-au intensificat activitatea pe PCCB-NC;
- prețurile medii de achiziție de pe PCCB-NC și PC-OTC au fost, în general, mai mari decât cele înregistrate la achiziția de pe PCCB-LE;
- toți operatorii de distribuție au fost activi pe PZU în 2018, ca și în anul 2017, unul dintre aceștia majorându-și achiziția din PZU comparativ cu anul anterior;
- pentru toți operatorii de distribuție prețurile medii de achiziție pe PZU au fost mai mari decât prețul mediu de achiziție pe piețele de tip PCCB.

Evoluția Pieței centralizate cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică - PC-OTC

Demarată în luna mai 2014, PC-OTC a fost și în anul 2018 cea mai importantă dintre componentele pieței angro de energie electrică, energia electrică livrată pe această piață având o cotă de piață de 52% din

consumul intern și reprezentând cca. 28,4% din totalul livrărilor de energie aferente tranzacțiilor de vânzare de pe piața angro.

Cantitatea anuală livrată pe contractele de vânzare-cumpărare încheiate pe PC-OTC a fost de 28.996 GWh, la prețul mediu anual de 204,30 lei/MWh. Cantitățile livrate lunar au variat între un minim de 1.811 GWh (37,5% din consumul intern) în luna februarie 2018 și un maxim de 2.852 GWh (64,3% din consumul intern) în luna iulie 2018. Prețurile medii lunare au variat în intervalul 166,78 lei/MWh (în luna aprilie) - 230,47 lei/MWh (în luna noiembrie).

Vânzările furnizorilor pe această piață în 2018 au reprezentat cca. 57% din întreaga cantitate livrată, la prețul mediu anual de 211,39 lei/MWh, în timp ce producătorii au vândut cca. 43% din totalul livrărilor pe această piață, la prețul mediu anual de 194,94 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 tranzacțiilor încheiate pe PC-OTC.

Indicatorul de concentrare HHI, calculat de Opcom S.A. în funcție de volumele contractate pentru livrare în lunile anului 2018, a înregistrat valori lunare în domeniul 620 - 1.466 la vânzare, valori ce indică o piață situată în zona limitelor care despart piețele neconcentrate de cele cu un grad de concentrare moderat, și în domeniul 461 - 582 la cumpărare, valori ce indică o piață neconcentrată.

Indicatorul de concentrare C3 a înregistrat, în mod constant, valori mai mici de 30% pe partea de cumpărare și valori cuprinse între 32,64% și 52,06% pe vânzare, cea din urmă valoare fiind caracteristică unei piețe moderat concentrate.

În ceea ce privește tranzacționarea pe PC-OTC în anul 2018, activitatea participanților pe această piață s-a intensificat față de anul anterior, înregistrându-se o creștere a numărului de contracte tranzacționate de la 3.816 la 4.976.

Din analiza succintă a informațiilor cuprinse în rapoartele lunare ale Opcom S.A. de supraveghere a piețelor administrate se remarcă următoarele:

- comparativ cu anul precedent, volumul tranzacționat lunar a crescut cu 30%, iar prețul mediu ponderat de tranzacționare a crescut cu cca. 15,7%, respectiv de la 195,26 lei/MWh în 2017 la 225,90 lei/MWh în 2018;
- prețul mediu lunar de tranzacționare al aceluiași produs variază în funcție de luna de tranzacționare și de specificul fiecărui produs tranzacționat;
- au fost tranzacționate cantități semnificative prin intermediul instrumentelor specifice produselor standard cu profil de livrare în bandă pentru contracte lunare, trimestriale, semestriale și anuale;
- s-a încheiat un număr semnificativ de tranzacții între participanții membri ai unor grupuri de companii; în cazul unuia dintre grupuri, atât furnizorul de ultimă instanță, cât și operatorul de distribuție concesionar au încheiat contracte cu companiile din grup.

Opcom S.A. calculează și publică zilnic prețuri de referință pentru fiecare produs al PC-OTC, determinate ca medie aritmetică a propunerilor participanților la PC-OTC.

Prețurile medii de tranzacționare, calculate 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 S.A. pe pagina de internet proprie la secțiunea Tranzacții-Rezultate.

La secțiunea Piața centralizată cu negociere dublă continuă PC-OTC, Opcom S.A. 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 2018 fiind publicate informații complete despre 737 tranzacții. În luna martie 2018 s-a înregistrat recordul variațiilor maxime ale prețurilor de tranzacționare, de 72%.

Evoluția Pieței centralizate a contractelor bilaterale de energie electrică, cu cele trei modalități de tranzacționare – PCCB-LE, PCCB-NC și PCCB-PC

În anul 2018, cantitatea de energie electrică livrată pe contracte încheiate pe PCCB-LE a fost de 22.736 GWh, în scădere cu cca. 0,4% față de anul 2017 și cu o cotă de piață de 40,8% din consumul intern, în timp ce prețul mediu anual pentru cantitatea totală livrată a crescut cu cca. 13,3% față de aceeași perioadă de comparație.

Pe parcursul anului 2018, vânzările furnizorilor pe această piață au reprezentat cca. 8,9% din întreaga cantitate livrată, la prețul mediu anual de 200,00 lei/MWh, în timp ce producătorii dispecerizabili au livrat cca. 91,1% din cantitatea totală tranzacționată la vânzare, la prețul mediu anual de 186,77 lei/MWh.

În ceea ce privește activitatea de tranzacționare derulată în anul 2018, aceasta s-a diminuat substanțial comparativ cu anul 2017, înregistrându-se o scădere cu cca. 41,6% a volumului de energie electrică oferit pentru tranzacționare (atât la vânzare, cât și la cumpărare) și cu cca. 50% a volumului de energie electrică tranzacționat. În același timp, prețul mediu ponderat de tranzacționare a înregistrat o creștere de cca. 33% comparativ cu anul anterior: de la 176,07 lei/MWh în 2017, la 234,28 lei/MWh în 2018.

Numărul participanților înregistrați la PCCB-LE în anul 2018 s-a situat peste valoarea de 283, minimumul fiind înregistrat în septembrie 2018, iar maximumul (de 316 participanți) în luna ianuarie, valori inferioare celor înregistrate în anul 2017, când numărul participanților a fost constant peste 340.

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 S.A. și SN Nuclearelectrica S.A., care au deținut pe rând poziția primului vânzător (cu cote care au variat între 29,04% în luna decembrie 2018 și 73,95% în luna septembrie 2018).

Din analiza ofertelor de cumpărare, reiese că în 10 din cele 12 luni ale anului, cei mai interesați de achiziția de energie pe această piață au fost, alternativ, 4 din cei 5 FUI desemnați, fără a reuși însă să-și concretizeze intențiile de cumpărare. Cele mai mari cote de piață le-au înregistrat 2 dintre FUI care au avut și cea mai mare ofertă de cumpărare în lunile respective.

Indicatorul de concentrare HHI, calculat de Opcom S.A. pe baza volumelor tranzacționate de participanți, a înregistrat valori lunare în domeniul 1.836 - 5.629 la vânzare, indicând o piață cu concentrare ridicată, și în domeniul 347 - 1.867 la cumpărare, caracteristic piețelor neconcentrate și moderat concentrate, iar indicatorul de concentrare C3 pe partea de cumpărare a înregistrat valori cuprinse între 19,13% și 68,63%, iar pe partea de vânzare între 64,43% și 92,38%.

Livrările de energie electrică aferentă contractelor tranzacționate pe PCCB-NC au înregistrat în anul 2018 o cotă de cca. 27,4% din consumul intern, reprezentând cca. 15% din totalul livrărilor de energie electrică de pe piața angro.

Energia livrată de furnizori în 2018, pe contracte de vânzare încheiate pe PCCB-NC, a reprezentat cca. 30,9% din total, la prețul mediu anual de 220,37 lei/MWh, în timp ce producătorii dispecerizabili au livrat pentru vânzare cca. 69,1% din cantitatea totală livrată, la prețul mediu anual de 199,02 lei/MWh.

În ceea ce privește tranzacționarea pe PCCB-NC în 2018, numărul de participanți înscriși a crescut de la 171 în februarie 2018, la 188 în perioada octombrie - decembrie 2018, iar numărul de contracte tranzacționate în 2018 a fost de 7.145 (cu un minim de 163 în luna ianuarie și un maxim de 2.139 în luna mai).

Analiza datelor privind volumele tranzacționate indică o scădere cu cca. 20% a volumului anual tranzacționat în 2018 comparativ cu cel tranzacționat în anul precedent. În luna mai 2018 s-a înregistrat un nou record de tranzacționare (4.828 GWh), ce reprezintă un maxim lunar al ultimilor doi ani, precedentul fiind înregistrat în mai 2017.

Datele referitoare la tranzacționare sunt cele prezentate în rapoartele lunare ale Opcom S.A. de supraveghere a funcționării piețelor administrate.

Evoluția Pieței pentru ziua următoare – PZU

Volumul de energie electrică tranzacționat pe PZU în 2018 a scăzut cu cca. 4,8% față de anul anterior. Pondere lunară a tranzacțiilor derulate pe PZU din consumul intern a variat între 39,5% (iulie 2018) și 43,8% (aprilie 2018), la nivel de an înregistrându-se o scădere față de anul 2017 (42,2% comparativ cu 45,3%).

Prețul mediu de închidere a PZU (calculat ca medie aritmetică a prețurilor zilnice de închidere a pieței) a scăzut cu cca. 1,7% față de media anului 2017.

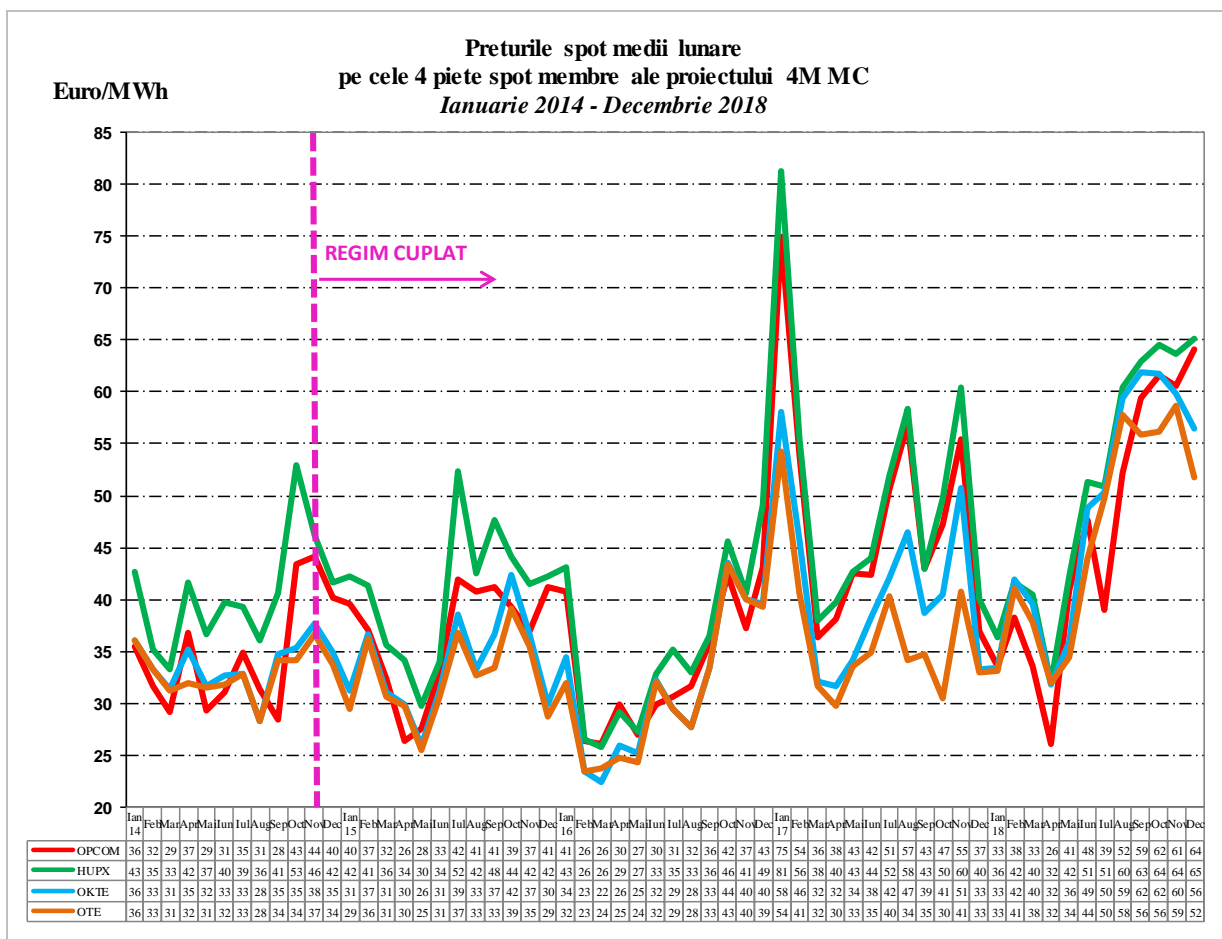
Variații de la o lună la alta ale prețului mediu lunar stabilit pe PZU au existat în ambele sensuri. Minimul perioadei a fost atins în luna aprilie 2018 (121,28 lei/MWh), iar maximul în luna decembrie 2018 (298,47 lei/MWh), prețul mediu anual calculat ca medie aritmetică a prețurilor medii zilnice înregistrate fiind în anul 2018 de 216,16 lei/MWh.

Evoluția lunară a prețului mediu și a volumului tranzacționat pe PZU în perioada 2006–2018, este prezentată în Raportul lunar privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică, publicat pe pagina de internet a ANRE.

Începând din 19 noiembrie 2014, PZU din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă, în proiectul 4M MC, 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.

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.

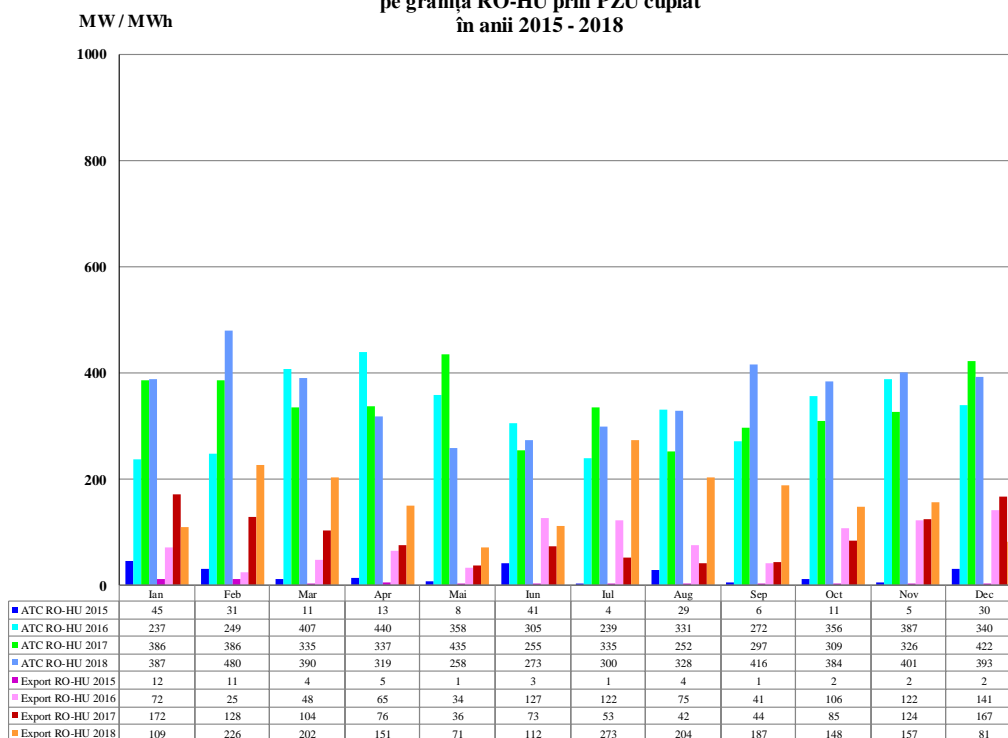


Sursa: Informații publicate de OPCOM S.A. – prelucrare ANRE

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 S.A. 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.

În graficul următor sunt prezentate valorile medii lunare ale capacității de transport disponibile orar pentru export pe PZU și ale exportului de energie electrică realizat prin PZU cuplat, determinat ca medie aritmetică a fluxurilor orare, realizate în perioada 2015 - 2018.

Valorile medii lunare ale ATC pentru licitații implicite și ale exportului de energie electrică pe granița RO-HU prin PZU cuplat în anii 2015 - 2018

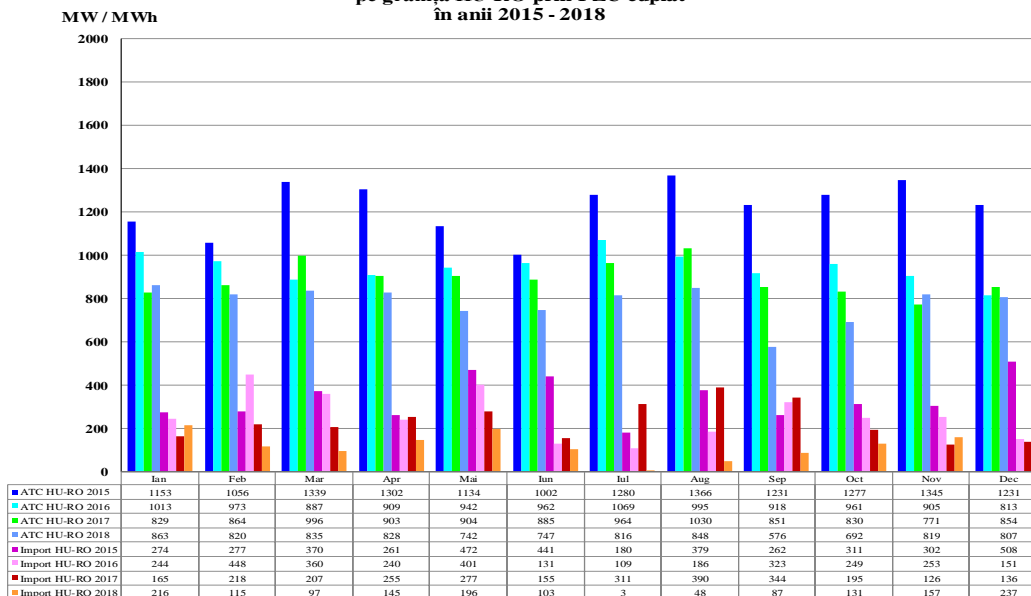


Sursa: Raportările lunare ale OPCOM S.A. – prelucrare ANRE

Începând cu 2016 s-au înregistrat creșteri anuale ale ATC pentru export pe PZU. În anul 2018 s-a înregistrat o creștere cu cca. 6% a ATC și o creștere cu cca. 74% a fluxurilor de energie electrică exportate pe granița RO-HU prin mecanismul de cuplare, comparativ cu anul 2017.

În ceea ce privește alocarea ATC pentru licitațiile implicite pe direcția import pe granița cu Ungaria, după aplicarea principiului de ”netting”, au rezultat pentru anul 2018 valori mai mici ale ATC pentru PZU cuplat. În graficul următor sunt prezentate valorile medii lunare ale capacității de transport disponibile orar pentru import pe PZU și ale importului de energie electrică realizat prin PZU cuplat, determinat ca medie aritmetică a fluxurilor orare, în perioada 2015-2018.

**Valori medii lunare ale ATC pentru licitații implicite și ale importului de energie electrică
pe granița HU-RO prin PZU cuplat
în anii 2015 - 2018**



Sursa: Raportările lunare ale Opcom S.A. – prelucrare ANRE

ATC alocat pentru import pe PZU s-a redus cu cca. 12% comparativ cu anul 2017, iar fluxul de energie electrică importată prin PZU cuplat s-a redus cu cca. 45%. 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 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 ATC insuficient export PZU (RO - HU)	Nr. intervale ATC insuficient import PZU (HU - RO)
Ianuarie	142	20
Februarie	207	13
Martie	309	8
Aprilie	266	15
Mai	128	38
Iunie	227	10
Iulie	625	0
August	352	2
Septembrie	179	37
Octombrie	162	28
Noiembrie	182	6
Decembrie	85	36
Total an 2018	2.864	213

Sursa: Date zilnice publicate de Opcom S.A. – prelucrare ANRE

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, pentru anul 2018 este prezentată în Raportul lunar privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică, publicat pe pagina de internet a ANRE.

Prețul stabilit pe PZU în anul 2018 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 indică lipsa de concentrare pe partea de cumpărare, cu valori lunare în domeniul 449 - 966. Pe partea de vânzare, valorile lunare ale HHI s-au situat în domeniul 435 - 1.121, înregistrându-se 2 luni cu concentrare moderată a pieței, respectiv septembrie și octombrie 2018, în celelalte luni valorile indicând o lipsă de concentrare a pieței.

Piața intrazilnică – PI

PI 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 2018 pe PI a fost de cca. 159 GWh, în creștere cu cca 4,3% față de cel din anul anterior și cu 21% față de cel din anul 2016. Volumele lunare din anul analizat au depășit 11,5 GWh în primele 8 luni ale anului, diminuându-se către final, până la minimumul de 5,8 GWh în luna noiembrie 2018.

Dintr-un total de 134 titulari de licență înscriși la nivelul anului, un număr mediu lunar de 60 de participanți au încheiat tranzacții de vânzare sau cumpărare, reprezentând 46% din totalul participanților înscriși care au fost activi pe această piață.

Prețul mediu ponderat la nivelul anului 2018 a fost de 105,89 lei/MWh, în scădere cu 41% față de cel din 2017. La nivel valoric, tranzacțiile au reprezentat cca. 16,8 milioane lei, o reducere cu 38% față de valoarea din 2017 a acestei piețe. PI este în continuare folosită insuficient de participanții la piață, situație necaracteristică piețelor cu producție de energie electrică din surse regenerabile în creștere.

Piața de echilibrare – PE

La sfârșitul anului 2018, pe piața de echilibrare operau 66 de Părți Responsabile cu Echilibrarea (PRE) și 113 participanți, deținând un total de 224 unități dispecerizabile în exploatare comercială.

În tabelul următor sunt prezentate comparativ valorile anuale din ultimii 5 ani ale indicatorilor de concentrare C1 și HHI, determinate pe baza energiei efectiv livrate de producători pe PE, pentru fiecare tip de reglaj și sens.

Anul	Tip reglaj	Sens reglaj	2014	2015	2016	2017	2018
C1 (%)	Reglaj secundar	Crestere	59	58	59	58	70
		Scădere	58	57	60	58	70
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	58	55	63	82	73
		Scădere	70	74	56	42	39
	Reglaj terțiar lent	Crestere	61	37	41	34	52
		Scădere	63	36	39	39	73
C3 (%)	Reglaj secundar	Crestere	94	94	95	98	97
		Scădere	95	93	94	98	97
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	92	85	93	94	87
		Scădere	90	95	93	99	94
	Reglaj terțiar lent	Crestere	80	91	82	80	94
		Scădere	91	85	87	83	97
HHI	Reglaj secundar	Crestere	3495	4368	4502	4687	5443
		Scădere	3396	4274	4504	4706	5470
	Reglaj terțiar rapid	Crestere	3400	3626	4432	6811	5513
		Scădere	4836	5779	3942	3488	3265
	Reglaj terțiar lent	Crestere	3759	2997	2941	2369	3627
		Scădere	3959	2640	3117	2928	5747

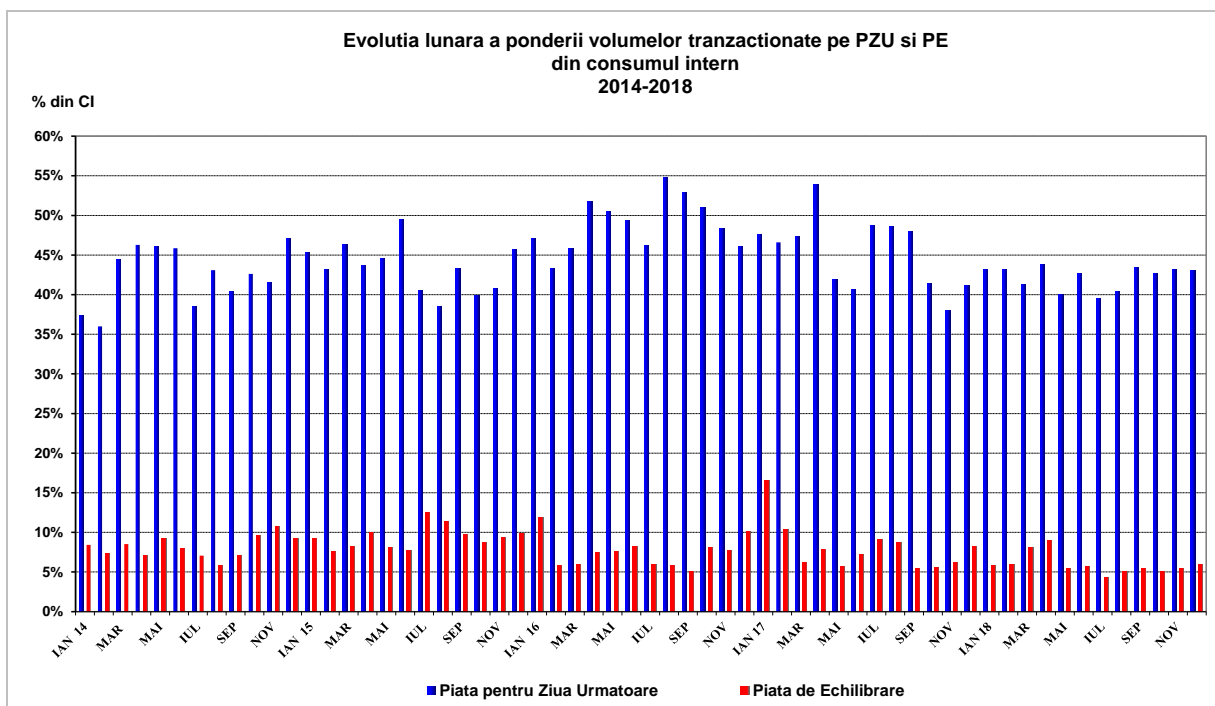
Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare ANRE

Valorile anuale ale indicatorilor de concentrare indică în 2018 o concentrare ridicată a pieței de echilibrare pentru toate categoriile de reglaj (cu excepția reglajului terțiar rapid la scădere), în creștere față de valorile anuale ale celor 4 ani anteriori cu care s-a realizat comparația. Se remarcă, de asemenea, existența participantului dominant Hidroelectrică, pe tipurile de reglaj secundar și terțiar rapid la creștere.

Deși la nivelul anului, Hidroelectrică este participantul dominant și pe reglaj terțiar rapid la scădere, la nivel lunar, CE Oltenia deține cea mai mare cotă de piață pe acest tip de reglaj în 7 din 12 luni.

Volumele lunare înregistrate pe PE în 2018 au variat între valoarea minimă de 188 GWh (înregistrată în iulie) și cea maximă de 419 GWh (luna martie), dimensiunea PE la nivel de an fiind cu cca. 26% mai redusă față de cea din anul anterior și cu 17% față de cea din 2016. Ponderea volumelor lunare tranzacționate pe PE din consumul intern (calculat ca diferență între energia livrată în rețea și soldul comercial export-import) a înregistrat, în majoritatea lunilor, valori reduse, între 4-6% din consumul intern.

Excepție au făcut lunile din perioada martie-aprilie 2018, când atât valorile absolute ale volumelor tranzacționate pe această piață (cu 30-50% mai mari față de media anului), cât și ponderea lor din consumul intern lunar (cca. 8-9%) au fost mai mari.



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

Valorile medii anuale ale prețurilor de decontare a dezechilibrelor înregistrate de PRE-uri în 2018 (prețul de excedent și prețul de deficit) au fost de 401,67 lei/MWh pentru prețul de deficit (cu cca 20% mai mare decât cel înregistrat în anul 2017) și de 35,48 lei/MWh pentru prețul de excedent (cu cca. 40% mai mic față de cel din anul anterior). Valorile precizate sunt calculate ca medie aritmetică a prețurilor orare înregistrate.

De remarcat este faptul că la nivel lunar, prețurile medii lunare de deficit au crescut abrupt începând cu luna septembrie 2018, ajungând în luna decembrie la valoarea de 700,79 lei/MWh, în urma modificărilor intervenite odată cu intrarea în vigoare a prevederilor Ordinului ANRE nr. 31/2018 (eliminarea limitării la 250 lei/MWh a diferenței dintre cel mai mare preț din ofertele aferente unui interval orar pentru unitățile dispecerizabile din portofoliu și cel mai mic preț din ofertele aferente aceluiași interval orar).

În anul 2018, valoarea suplimentară rezultată din redistribuirea veniturilor/costurilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului a avut lună de lună, cu o singură excepție (luna aprilie 2018) valori pozitive, cu semnificație de venit (drepturi de încasat). La nivel de an, valoarea cumulată a reprezentat un venit suplimentar de cca. 50,11 mil. lei. Odată cu aplicarea prevederilor Ordinului ANRE nr. 31/2018, venitul suplimentar, respectiv costul suplimentar provenit din echilibrarea sistemului se redistribuie lunar fiecărei PRE (mai puțin PRE-urile Schimburi neplanificate și Shipper-agent transfer PZU, aparținând CNTEE Transelectrica S.A.), pornind de la contribuția acesteia la reducerea sau agravarea dezechilibrului sistemului.

Din datele publicate de CNTEE Transelectrica S.A. pe pagina de internet proprie la capitolul Transparență/Echilibrare și STS, rezultă faptul că, exceptând lunile august, octombrie și decembrie, lunar au existat zile cu intervale de tranzacționare în care s-au dispus reduceri ale puterii centralelor electrice eoliene și fotovoltaice înscrise ca unități dispecerizabile la piața de echilibrare. Motivele reducerilor au fost determinate de 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. În luna aprilie 2018 s-au înregistrat cele mai multe zile în care au fost dispuse astfel de reduceri.

Pe parcursul primelor 8 luni din 2018, CNTEE Transelectrica S.A. a identificat 2 participanți la PE care au îndeplinit condițiile 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 (Hidroelectrică pe reglaj secundar la creștere și scădere și pe reglaj terțiar rapid la creștere și CE Oltenia pe reglaj terțiar lent la scădere). În plus, în luna ianuarie 2018, OMV Petrom a îndeplinit condiția de publicare pe reglaj terțiar lent la creștere, iar CE Oltenia pe reglaj secundar la creștere și pe reglaj terțiar rapid la scădere.

Începând cu luna septembrie 2018, prin aplicarea **Ordinului ANRE nr. 31/2018**, CNTEE Transelectrica S.A. publică pe pagina de internet proprie, la capitolul Transparență/Echilibrare și STS, ofertele fixe și cele zilnice, tranzacțiile angajate și cele definitive ale fiecărui participant la PE, pentru fiecare interval de dispecerizare.

Piața serviciilor tehnologice de sistem

În anul 2018, participanții la piața de echilibrare care au furnizat servicii tehnologice de sistem (STS) au fost Hidroelectrică, CE Oltenia, CE Hunedoara, Electrocentrale București, SNGN Romgaz, Electrocentrale Galați, Veolia Energie Prahova, Veolia Energie Iași, Bepco și Electroenergy Sud, producători calificați pentru acest tip de servicii.

În vederea acoperirii necesarului de rezervă de reglaj secundar de frecvență-putere și rezervă de putere corespunzătoare reglajului terțiar, stabilit de CNTEE Transelectrica S.A. prin UNO-DEN pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționarea SEN, se achiziționează cantități pe tipuri de rezerve, atât pe bază de contracte cu cantități și prețuri reglementate, cât și în urma organizării de licitații lunare, săptămânale sau chiar pe perioade mai scurte de timp, în funcție de necesități.

În anul 2018, volumele lunare achiziționate de CNTEE Transelectrica S.A. în baza contractelor încheiate cu furnizorii de STS au acoperit în proporție de 100% necesarul stabilit de UNO-DEN, cu excepția lunilor aprilie, mai și decembrie, când nu au existat suficiente oferte la unele licitații organizate pentru acoperirea necesarului bandă de reglaj secundar și rezervă de reglaj terțiar rapid.

Pentru perioada 3 ianuarie-15 martie 2018, ANRE a emis decizia de achiziție a unor cantități orare la prețuri reglementate pentru rezerva de reglaj secundar, reglaj terțiar rapid și reglaj terțiar lent de la producătorul CE Hunedoara, conform HG nr.760/2017. Pentru aceeași perioadă, prin alte două decizii au fost stabilite valorile orare ale cantităților de rezerve de reglaj terțiar lent și prețurile reglementate, conform HG nr.760/2017, în vederea achiziționării de la producătorii Electrocentrale Galați și Electrocentrale București (producători cu funcționare pe combustibil alternativ păcură).

Ulterior, având în vedere prevederile OUG nr. 26/2018, privind adoptarea unor măsuri pentru siguranța alimentării cu energie electrică care au instituit obligația CE Hunedoara de furnizare a STS la o valoare a puterii electrice de cel puțin 400 MW, ANRE a emis decizia privind achiziția rezervei terțiare lente furnizate de producătorul implicat pentru perioada 1 mai-31 decembrie 2018 la prețul reglementat de 18,06 lei/hMW (față de 17,82 lei/hMW prețul reglementat pentru perioada 3 ianuarie-15 martie 2018 pentru același producător).

Cantitățile anuale achiziționate în regim reglementat de CNTEE Transelectrica S.A. pe fiecare tip de rezervă au reprezentat cca. 0,8% din totalul cantității de rezervă secundară, 0,6% din cel de reglaj terțiar rapid și 54,4% în cazul rezervei de reglaj terțiar lent. Cantități semnificative au fost achiziționate de la CE Hunedoara (singurul producător cu cantități reglementate pe rezerva secundară și reglaj terțiar rapid, respectiv cu peste 88% din achiziția reglementată pe rezerva de reglaj terțiar lent).

Dacă din punct de vedere cantitativ, achiziția totală de rezerve a crescut în 2018 față de cea din anul 2017 cu 0,3%, la nivel valoric aceasta a fost cu cca. 2,5% mai scumpă (fără luarea în calcul a penalizărilor pentru nerealizare).

Raportul dintre cantitățile totale de rezerve contractate în regim reglementat respectiv concurențial a fost în 2018 de cca. 22%/78%, înregistrându-se o creștere a proporției componente concurențiale în totalul de rezerve achiziționate, comparativ cu valoarea aceluiași raport înregistrată în anul 2017 (cca. 30%/70%).

Față de prețurile medii rezultate în urma desfășurării licitațiilor lunare și săptămânale organizate pentru achiziția rezervei de reglaj secundar din primul semestru 2018, când s-au înregistrat valori cuprinse în intervalul 64,5-75,6 lei/h*MW, în lunile din semestrul II prețurile medii ale participanților s-au situat constant la valoarea de 80 lei/h*MW. În cele mai multe intervale orare, prețul de închidere la licitațiile lunare și săptămânale a fost stabilit de ofertele CE Oltenia și Hidroelectrică.

În cazul rezervei terțiare rapide, variația prețurilor medii individuale ale participanților rezultate în urma licitațiilor lunare și săptămânale a fost mică în primele 11 luni din an, în timp ce în luna decembrie s-au înregistrat niveluri de preț crescute, variind în intervalul 53,8-113,1 lei/hMW. Pe acest tip de rezerve, prețul de închidere pe mai mult de 90% din intervalele orare atât la licitațiile lunare, cât și la cele săptămânale a fost determinat de Hidroelectrică.

În urma licitațiilor lunare și săptămânale organizate pentru achiziția de rezervă terțiară lentă, prețurile medii lunare înregistrate de producătorii care au furnizat serviciul respectiv au variat, cu excepția perioadei iunie-august 2018, în intervalul 12,4 - 27,6 lei/hMW. Dacă lunile iunie și iulie s-au caracterizat prin niveluri foarte scăzute ale prețurilor rezultate în urma licitațiilor lunare (7,9 lei/hMW în iunie și 9,9 lei/hMW în iulie), în luna august 2018 s-a înregistrat valoarea maximă de preț din întregul an (78,8 lei/hMW). Pentru acest tip de rezervă, prețul de închidere la licitațiile lunare a fost stabilit de Romgaz urmat de CE Oltenia, iar la licitațiile săptămânale de CE Hunedoara.

Pe componenta concurențială, ca și în anul precedent, dominantă a fost achiziția de la producătorul Hidroelectrică pentru rezervele secundară (73,8%) și de reglaj terțiar rapid (83,4) în timp ce în cazul rezervei de reglaj terțiar lent, producătorul cu cea mai mare cotă de piață (40,7%) a fost Electrocentrale Galați.

Pe lângă participantul dominant, la licitațiile organizate pentru achiziția rezervei secundare au mai depus oferte 4 producători, dintre care s-a detașat participarea CE Oltenia, cu o cotă de piață de 20,8%, ceilalți participanți având cote mici de piață (CE Hunedoara, Romgaz și Veolia Energie Prahova). În cazul achiziției rezervei de reglaj terțiar rapid, deși gradul de participare al producătorilor a fost mai mare (CE Oltenia, Bepco, Electrocentrale Galați, Romgaz, Electroenergy Sud, CE Hunedoara, Electrocentrale București, Veolia Energie Iași și Veolia Energie Prahova, aceiași participanți ca și în 2017), cotele de piață ale fiecăruia s-au situat sub 4%. La licitațiile organizate pentru rezerva de reglaj terțiar lent, pe lângă participantul cu cea mai mare cotă, Electrocentrale Galați, au participat și alți 4 producători (Romgaz, CE Hunedoara, CE Oltenia și Electrocentrale București), cu cote de piață semnificativ mai mari decât cele înregistrate la licitațiile pe reglajul terțiar rapid.

Detalii privind licitațiile organizate de CNTEE Transelectrica S.A. sunt publicate pe pagina de internet a acesteia, la capitolul Piața de Electricitate/Piața serviciilor tehnologice de sistem/Info.

În tabelul următor sunt prezentați indicatorii de concentrare ce caracterizează piața STS la nivelul anului 2018, calculați pe baza datelor raportate lunar de CNTEE Transelectrica S.A., referitoare la cantitățile contractate pe fiecare tip de rezervă, la nivelul întregii piețe și detaliat în regim reglementat și prin mecanisme de piață (cu luarea în considerare a cesionărilor de cantități).

Anul 2018		Rezerva secundară	Rezervă terțiară rapidă	Rezervă terțiară lentă
Total achiziție	Cantitate contractată (h*MW)	4.080.788	5.960.811	6.546.960
	C1 (%)	73,2	82,9	55,6
	C3 (%)	97,35	89,60	89,75
Componenta reglementată	Cantitate contractată (h*MW)	34.560	34.560	3.562.240
	C1 (%)	100	100	88,4
	C3 (%)	100	100	100
Componenta concurențială	Cantitate contractată (h*MW)	4.046.228	5.926.251	2.984.720
	C1 (%)	73,8	83,4	40,7
	C3 (%)	97,3	90,1	85,6
	HHI	5895	6993	2902

Sursa: Raportările lunare ale CNTEE Transelectrica S.A. – prelucrare ANRE

Se constată, și în acest an, un grad ridicat de concentrare pe toate tipurile de rezerve de reglaj, în condițiile participării unui număr redus de producători calificați pentru servicii tehnologice de sistem care au introdus oferte semnificative din punct de vedere cantitativ la licitațiile organizate de CNTEE Transelectrica S.A. pe această piață.

Pentru acoperirea pierderilor de energie electrică în rețea, CNTEE Transelectrica S.A. achiziționează cantitățile necesare de pe piețele centralizate administrate de OPCOM, de la producători și furnizori de energie electrică. Cea mai mare pondere din totalul achiziției de energie de pe piețe au avut-o cantitățile cumpărate de pe PZU (peste 45%), urmată de achiziția de pe PCCB-LE (cca. 36%) și cea de pe PCCB-NC (17,7%).

3.2.2. Piața cu amănuntul de energie electrică

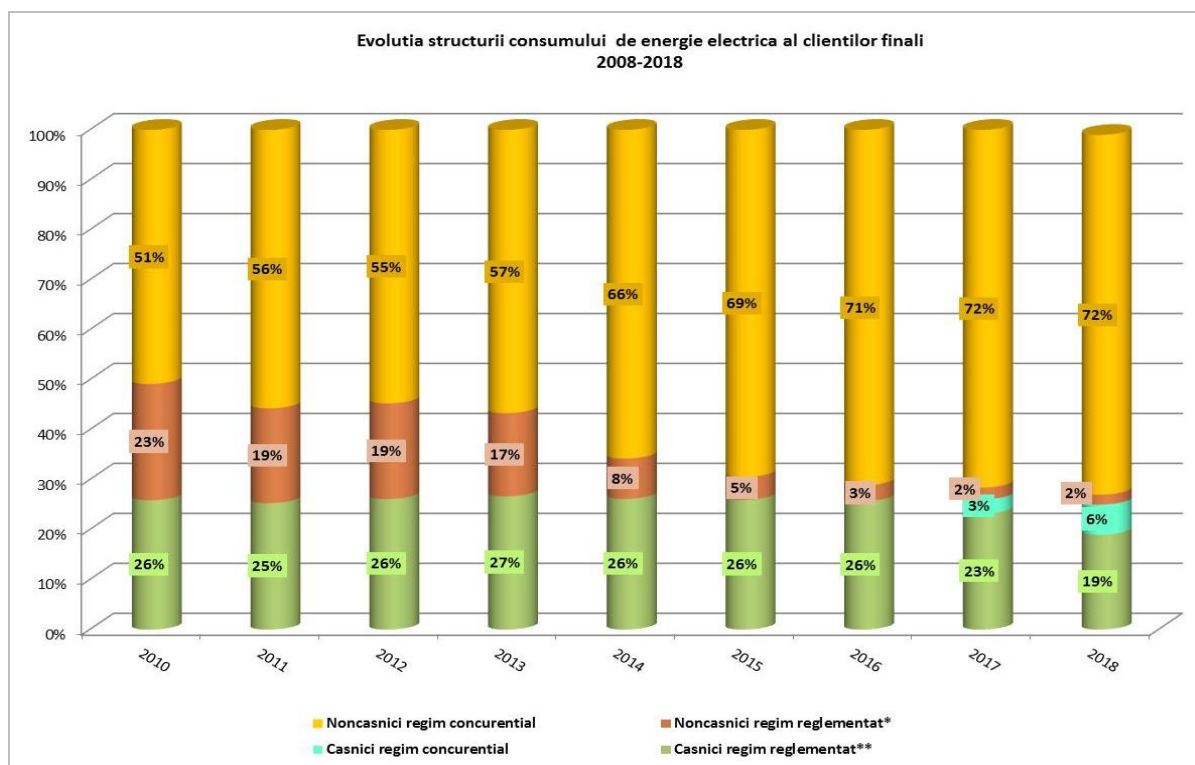
3.2.2.1 Monitorizarea prețurilor, a nivelului de transparență, a gradului de deschidere al pieței și a concurenței

Pe parcursul anului 2018, pe această piață au activat 97 titulari de licență pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, dintre care 5 sunt furnizori desemnați de ANRE drept furnizori de ultimă instanță și alți 25 dețin și licență pentru exploatarea comercială a capacităților de producere a energiei electrice cu unități dispecerizabile.

La nivelul întregului an, consumul de energie electrică al clienților finali a fost de cca. 50 TWh, cu 3,3% mai mare față de cel din anul 2017. Din acesta, cea mai mare cantitate (cca. 74,5% din consumul final) a reprezentat-o consumul clienților noncasnici (peste 37 TWh, în creștere cu 4% față de anul 2017), în timp ce consumul clienților casnici (de cca. 12,8 TWh) a înregistrat o creștere de doar 1,4%.

Anul 2018 se caracterizează printr-o creștere de peste 2,2 ori față de anul anterior, a consumului de energie electrică în regim concurențial al clienților casnici (de peste 3 TWh), ca urmare a eliminării prețurilor reglementate. Astfel, pe fondul campaniilor de informare și al creșterii numărului și diversificării ofertelor de furnizare a energiei electrice introduse de furnizorii dedicați segmentului concurențial, un număr din ce în ce mai mare de clienți casnici au ales să încheie contracte de furnizare la prețuri concurențiale păstrându-și furnizorul de ultimă instanță sau alegând un alt furnizor concurențial. Următorul grafic prezintă structura consumului de energie electrică la clienții finali în perioada 2010-2018, calculată pe baza datelor colectate și prelucrate de ANRE.

Începând cu ianuarie 2017, consumul clienților casnici care au migrat în piața concurențială se raportează distinct.

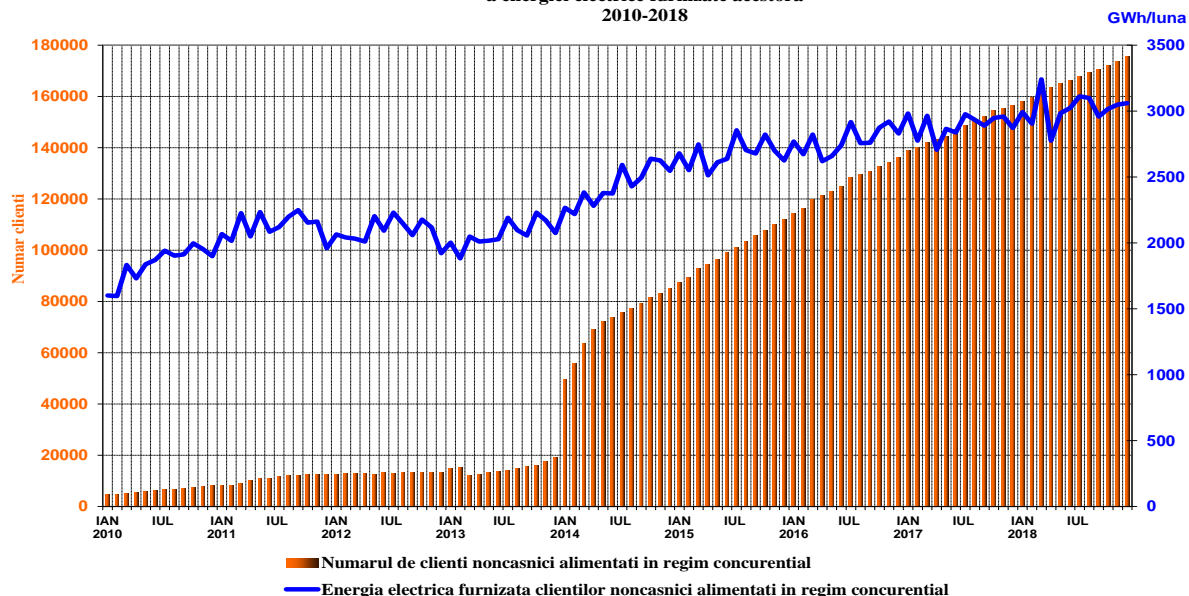


*clienți noncasnici alimentați în regim de SU, UI, inactivi, **clienți casnici alimentați în regim de SU

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

Evoluția numărului de clienți finali noncasnici cărora li se furnizează energie electrică în regim concurențial este reprezentată grafic pentru perioada 2010-2018. După cum se constată, numărul celor care și-au exercitat dreptul de alegere a furnizorului de energie electrică a înregistrat o creștere semnificativă și în anul 2018. Energia electrică furnizată include și autofurnizarea producătorilor dispecerizabili la alte locuri de consum pentru care consumul anual depășește 200 GWh.

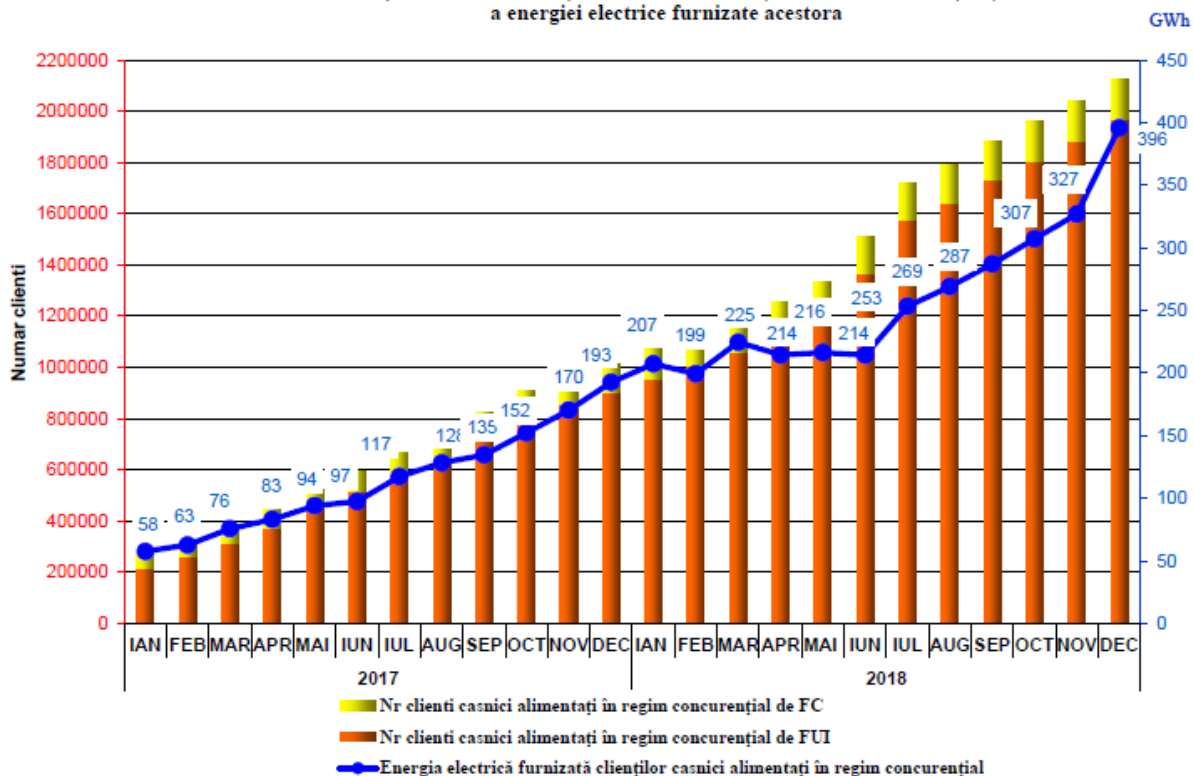
Evoluția numărului clienților finali noncasnici alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora
2010-2018



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE -

În cazul **clienților casnici alimentați în regim concurențial**, reprezentarea grafică a evoluției numărului de clienți și a energiei electrice furnizate lunar acestora pe piața concurențială este realizată pentru perioada 2017-2018 (pentru care datele pe acest tip de clienți s-au cules separat) și se regăsește în figura următoare.

Evoluția numărului clienților casnici alimentați în regim concurențial și a energiei electrice furnizate acestora



Informații suplimentare pot fi găsite în *Raportul privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică pentru luna decembrie 2018*, postat pe pagina de internet a ANRE.

Valorile indicatorilor de concentrare calculați la nivelul întregii piețe concurențiale cu amănuntul pentru perioada 2010-2018 evidențiază existența unei piețe neconcentrate la nivelul fiecărui an, determinată de numărul mare de furnizori activi 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
2018	10	551

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE –

Precizăm că grafice cu cotele de piață ale furnizorilor clienților finali, calculate în ansamblul pieței cu amănuntul de energie electrică și separat pentru componenta concurențială a acestei piețe sunt prezentate în *Rapoartele lunare privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică*, documente publice aflate pe pagina de internet a ANRE.

Din punct de vedere al cotelor de piață, situația furnizorilor de energie electrică care au înregistrat în anul 2018 procente de peste 5% din cantitatea de energie electrică furnizată clienților finali (casnici și noncasnici) s-a păstrat similar celui din anul 2017. Electrica Furnizare este în continuare furnizorul de energie electrică cu cea mai mare cotă de piață, în scădere însă, față de anul anterior (17,08% față de 19,04%, scăderea cotei corespunzând unei scăderi a cantității furnizate clienților cu cca. 7%), urmată de Enel Energie Muntenia (11,27% față de 11,49%, energia electrică furnizată fiind însă mai mare cu peste 1%) și E.ON Energie România (9,88% față de 10,87%, cantitatea furnizată fiind, de asemenea, în scădere cu peste 6%).

În ceea ce privește furnizarea de energie electrică pe segmentul concurențial, în anul 2018 s-a modificat ierarhia primilor 3 furnizori, pe primul loc, cu cea mai mare cotă de piață ajungând Enel Energie Muntenia (cu o cantitate de energie electrică furnizată mai mare cu aproape 18% față de anul anterior), urmat de Electrica Furnizare (în scădere cu 11,6% față de energia electrică furnizată clienților săi în regim concurențial în anul 2017) și de Enel Energie (a cărui cantitate furnizată concurențial a crescut cu cca. 23% față de anul 2017).

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

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.

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.

Tranșe consum clienți noncasnici	2018			2017		
	Consum anual (GWh)	Preț mediu (lei/MWh)	Nr. clienți	Consum anual (GWh)	Preț mediu (lei/MWh)	Nr. clienți
IA	1.431	396,09	128.496	1.399	355,85	113.589
IB	4.581	381,74	41.668	4.307	342,69	37.763
IC	3.601	337,74	3.567	3.439	295,38	3.370
ID	8.279	310,24	1.554	8.433	271,41	1.432
IE	4.936	288,81	135	4.678	238,37	121
IF	3.130	272,09	32	2.899	233,16	31
IG	10.299	240,73	41	9.511	209,51	24
Total	36.256	299,44	175.493	34.666	261,41	156.330

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

În cazul **clienților finali noncasnici**, se constată o creștere cu cca. 1,6 TWh a consumului anual total față de anul 2017, în condițiile unei creșteri cu cca. 12% a numărului total de clienți finali, cei mai mulți clienți noi fiind pe tranșele de consum IA și IB.

Tranșe consum clienți casnici	2018			2017		
	Consum anual (GWh)	Preț mediu (lei/MWh)	Nr. clienți	Consum anual (GWh)	Preț mediu (lei/MWh)	Nr. clienți
DA	1002	407,83	1.083.460	403	371,16	501.553
DB	967	410,44	690.157	402	371,67	316.651
DC	566	402,71	237.655	258	369,87	128.544
DD	417	395,61	102.747	207	365,52	60.821
DE	163	386,17	13.442	97	356,66	8.095
Total	3.116	404,94	2.127.461	1.366	369,18	1.015.664

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

În anul 2018, **numărul clienților casnici care au migrat în piața concurențială a fost dublu față de cel existent la sfârșitul anului 2017**, cu un consum de cca. 2,3 ori mai mare decât cel înregistrat în anul precedent. Se remarcă creșteri importante (de la simplu la dublu) ale numărului de clienți casnici pe categoriile de clienți DA și DB, în timp ce consumul pe aceleași categorii a depășit cu mult consumul înregistrat din 2017 (cu cca. 250% pe DA și cca. 240% pe DB). Valori mari de consum final s-au înregistrat în 2018 și pe alte categorii de clienți casnici (de exemplu DC și DD).

Deși pe ansamblul pieței concurențiale cu amănuntul de energie electrică, indicatorii de structură demonstrează o piață neconcentrată, la nivelul tranșelor de consum se constată că gradul redus de concentrare este caracteristic pentru IC, ID, IE, IF și IG, în timp ce pentru IA și IB nivelul de concentrare este moderat, similar situației din anul 2017.

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 (tranșa DA), asemănător anului precedent.

Tarife reglementate pentru clienții casnici

Ca urmare a finalizării calendarului de eliminare a tarifelor reglementate de energie electrică, în anul 2018 ANRE nu a mai stabilit contracte reglementate de vânzare-cumpărare energie electrică, respectiv tarife reglementate la clienții finali.

Tarife/prețuri aplicate clienților finali ai furnizorilor de ultimă instanță în 2018

Tariful 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, începând cu anul 2018 **întreg consumul de energie electrică al clienților care nu au uzat de eligibilitate se asigură din piața concurențială.**

Pentru semestrul I 2018, 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, la sfârșitul anului 2017 au fost avizate următoarele valori ale tarifelor CPC:

FUI	Tarife CPC ianuarie – iunie 2018 [lei/kWh]		
	IT (110 kV)	MT (1-110 kV exclusiv)	JT (0,1-1 kV inclusiv)
Electrica Furnizare S.A. (Aviz nr. 42/20.12.2017)			
-Muntenia Nord	0,3329	0,3644	0,4738
-Transilvania Nord	0,3324	0,3738	0,4710
-Transilvania Sud	0,3306	0,3707	0,4711
CEZ Vânzare S.A. (Aviz nr. 40/20.12.2017)	0,3516	0,3929	0,4998
E.ON Energie România S.A. (Aviz nr. 43/20.12.2017)	0,3385	0,3779	0,4975
Enel Energie Muntenia S.A. (Aviz nr. 41/20.12.2017)	0,3175	0,3460	0,4508
Enel Energie S.A. (Aviz nr. 39/22.12.2017)			

- zona Banat	0,3414	0,3758	0,4785
- zona Dobrogea	0,3302	0,3668	0,4877

Față de valorile avizate pentru semestrul II 2017, **tarifele CPC au scăzut în medie, la nivel național cu cca. 0,3 % în semestrul I 2018.** Conform prevederilor *Metodologiei* aprobate prin **Ordinul ANRE nr. 92/2015**, au fost avizate și valorile tarifelor CPC diferențiate pentru energia electrică furnizată în orele de zi, respectiv în orele de noapte.

Începând cu data de 1 iulie 2018 tarifele CPC diferențiate au fost eliminate prin intrarea în vigoare a **Ordinului ANRE nr. 102/2018** privind abrogarea Ordinului ANRE nr. 121/2017 pentru aprobarea condițiilor de aplicare a tarifelor componenta de piață concurențială, clienților beneficiari ai acestui tip de tarif fiindu-le aplicat prețul pentru serviciul universal.

Prețul pentru serviciul universal

Prețul pentru serviciul universal este aplicat de două categorii de furnizori de ultimă instanță, respectiv **furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali**, fiecare din aceste categorii de furnizori aplicând prețul pentru serviciul universal avizat de către ANRE conform reglementărilor aplicabile.

Desemnarea furnizorilor de ultimă instanță se face în baza prevederilor art.54 din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare*, respectiv: *“Furnizorii de ultimă instanță se desemnează de către ANRE dintre furnizorii existenți pe piața de energie, prin mecanisme concurențiale, pe baza unui regulament care stabilește modalitățile și criteriile de selecție a acestora, pentru fiecare categorie de clienți pe care aceștia îi deserveșc”.*

În acest scop ANRE a aprobat, prin **Ordinul ANRE nr. 26/2018**, *Regulamentul de selecție concurențială în vederea desemnării furnizorilor de ultimă instanță*, care a intrat în vigoare la data de 31 ianuarie 2018. *Regulamentul* stabilește etapele, termenele și criteriile de selecție concurențială pentru desemnarea de către ANRE a furnizorilor de ultimă instanță precum și condițiile de desfășurare și de încetare a activității acestora.

Prin *Regulament*, ANRE desemnează două categorii de FUI, respectiv FUI obligați și FUI opționali, definiți după cum urmează:

- a) FUI obligat - FUI desemnat pe criterii de eligibilitate și capabilitate și care are impusă îndeplinirea, obligațiilor, prevăzute la art.53 și art.55 alin. (1) lit. a) și b) din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare*;
- b) FUI opțional - FUI desemnat pe criterii de eligibilitate, capabilitate și disponibilitate, care își asumă îndeplinirea obligațiilor de asigurare a serviciului universal clienților prevăzuți la art. 55 alin. (1) lit. b) din *Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr.123/2012, cu modificările și completările ulterioare*;

Pentru fiecare zonă de rețea se desemnează un singur FUI obligat și un număr nelimitat de FUI opționali; un furnizor de energie electrică poate fi desemnat FUI obligat pentru maxim 3 zone de rețea; un furnizor de energie electrică poate fi desemnat FUI opțional pentru una sau mai multe zone de rețea; furnizorul de energie electrică desemnat ca FUI obligat nu poate fi desemnat și ca FUI opțional în aceeași zonă de rețea, dar poate activa în același timp ca FUI opțional în alte zone de rețea.

Mecanismul de desemnare concurențială constă în selecție bazată pe capabilitate, pentru FUI obligați și selecție bazată pe capabilitate și disponibilitate (oferă cu preț), pentru FUI opționali. Orice furnizor are dreptul de a participa la procesul de selecție pentru desemnare în calitate de FUI obligat/opțional, în condițiile îndeplinirii anumitor criterii de eligibilitate. Desemnarea fiecărui FUI obligat/opțional se face prin decizie a președintelui ANRE.

Conform prevederilor acestui Regulament, **s-au emis Deciziile ANRE nr. 656-660 din 25.04.2018**, pentru desemnarea furnizorilor de ultimă instanță, pentru fiecare zonă de rețea, **începând cu data de 1 iulie 2018**, respectiv:

- CEZ Vânzare S.A., pentru zona de rețea Oltenia;
- Societatea Electrica Furnizare S.A., pentru zonele de rețea Muntenia Nord, Transilvania Nord și Transilvania Sud;
- Enel Energie Muntenia S.A., pentru zona de rețea Muntenia Sud;
- Enel Energie S.A., pentru zonele de rețea Banat și Dobrogea;
- E.ON Energie România S.A., pentru zona de rețea Moldova.

Prin **Decizia ANRE nr. 1000 din 20.06.2018** a fost desemnat și un furnizor de ultimă instanță opțional, respectiv societatea Enel Energie Muntenia S.A. pentru zonele de rețea Oltenia, Muntenia Nord, Transilvania Nord, Transilvania Sud și Moldova.

Având în vedere finalizarea calendarului de eliminare a tarifelor reglementate la data de 31.12.2017, începând cu data de 01.07.2018 a intrat în vigoare o nouă *Metodologie de stabilire a modului de calcul și a condițiilor de avizare a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali clienților finali*, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 39/2018**, al cărui scop este, în principal:

- stabilirea condițiilor în care ANRE avizează prețurile propuse de furnizorii de ultimă instanță pentru energia electrică furnizată clienților noncasnici care la data intrării în vigoare a legii nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate (clienți inactivi) și clienților care beneficiază în condițiile legii de serviciul universal (clienți în regim de SU), în conformitate cu prevederile art. 22 din Lege;
- stabilirea modului de calcul a prețurilor aplicate clienților care au rămas fără un furnizor de energie electrică (clienți în regim de UI), în conformitate cu prevederile art. 75 din Lege.

Metodologia a introdus un nou principiu de stabilire a prețurilor la clienții în regim de SU, respectiv stabilirea unui **preț plafon față de care se avizează prețurile pentru serviciul universal aplicate de FUI obligați**. Prețul pentru serviciul universal aplicat de către FUI opțional se stabilește prin aplicarea unui discount prețului pentru serviciu universal aplicat de FUI obligat.

Principalele elemente cuprinse în noua metodologie se referă la:

- a) utilizarea noțiunilor de furnizor de ultimă instanță obligat și cea de furnizor de ultimă instanță opțional,
- b) **prețurile avizate de către ANRE nu includ tarifele reglementate pentru servicii, acestea urmând a fi incluse de către FUI în prețurile finale aplicate clienților finali,**
- c) ANRE stabilește pentru fiecare FUI obligat pe zonă de rețea **prețul maxim pentru serviciul universal** calculat ca sumă între costul energiei electrice achiziționate din piețele centralizate, pe baza datelor comunicate de către Opcom de către operatorii economici care au și calitatea de FUI, componenta de furnizare determinată pe baza valorilor realizate într-o perioadă de timp definită și componenta de ajustare,

- d) prețul pentru serviciul universal aplicat clienților finali din portofoliul FUI obligat se stabilește de către acesta prin raportare la prețul maxim pentru serviciul universal;
- e) prețul pentru serviciul universal aplicat clienților finali din portofoliul FUI opțional se stabilește de către acesta prin aplicarea unei reduceri față de prețul pentru serviciul universal aplicat de FUI obligat.

Ca urmare a aplicării prevederilor *Metodologiei de stabilire a modului de calcul și a condițiilor de avizare a prețurilor aplicate de furnizorii de ultimă instanță obligați și furnizorii de ultimă instanță opționali clienților finali*, au fost emise următoarele decizii și avizate următoarele prețuri pentru furnizorii de ultimă instanță obligați:

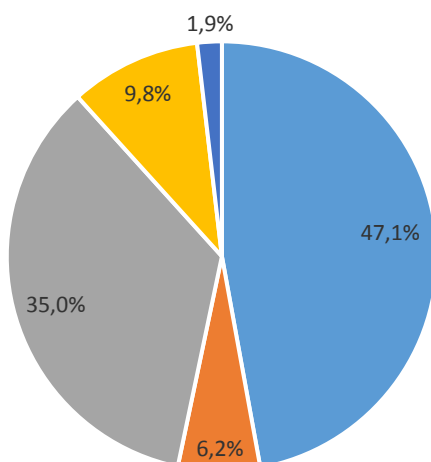
Denumire FUI obligat	Decizie stabilire preț maxim SU	Preț maxim pentru serviciul universal (lei/kWh)	Nr. Aviz	Preț avizat pentru pentru serviciul universal (lei/kWh)
CEZ Vânzare S.A.	812/22.05.2018	0,28477	16/29.05.2018	0,28477
Enel Energie S.A.	814/22.05.2018		18/29.05.2018	
- zona de rețea Banat		0,27245		0,27245
- zona de rețea Dobrogea		0,26120		0,26120
Enel Energie Muntenia SA	815/22.05.2018	0,24312	19/29.05.2018	0,24312
Electrica Furnizare	813/22.05.2018		17/29.05.2018	
- zona de rețea Muntenia Nord		0,27963		0,27963
- zona de rețea Transilvania Nord		0,27780		0,27780
- zona de rețea Transilvania Sud		0,27021		0,27021
E.ON Energie Romania SA	816/22.05.2018	0,28321	20/29.05.2018	0,28321

Structura prețurilor avizate de către ANRE și cea a prețurilor finale pentru serviciul universal aferente furnizorilor de ultimă instanță obligați este prezentată în tabelul următor:

Furnizor de ultimă instanță obligat	Electrica Furnizare SA			ENEL ENERGIE SA		ENEL ENERGIE MUNTENIA SA	CEZ VANZARE SA	E.ON ENERGIE ROMANIA SA
	Muntenia Nord	Transilvania Nord	Transilvania Sud	Banat	Dobrogea	Muntenia	Oltenia	Moldova
UM	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh	lei/kWh
Componenta de achiziție	0,21309	0,21309	0,21309	0,22074	0,22074	0,22285	0,22044	0,21636
Componenta de furnizare	0,04629	0,04609	0,04642	0,04405	0,03989	0,03346	0,05022	0,05721
Componenta de ajustare	0,02026	0,01862	0,01071	0,00765	0,00057	-0,01319	0,01411	0,00963
Pret serviciu universal	0,27963	0,27780	0,27021	0,27245	0,26120	0,24312	0,28477	0,28321
Tarif transport – componenta de extracție din rețea - TI	0,01689	0,01689	0,01689	0,01689	0,01689	0,01689	0,01689	0,01689
Tarif serviciu de sistem	0,01155	0,01155	0,01155	0,01155	0,01155	0,01155	0,01155	0,01155
Tarif serviciu de distribuție IT	0,01479	0,01873	0,02029	0,01622	0,01874	0,00938	0,02154	0,01780
Tarif serviciu de distribuție MT	0,04633	0,06011	0,06038	0,05063	0,05529	0,03784	0,06281	0,05717

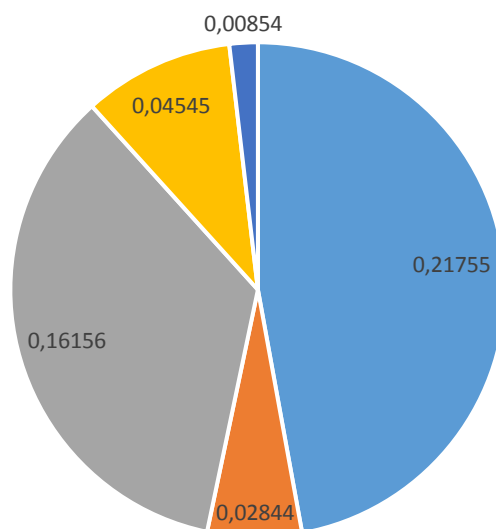
Furnizor de ultima instanta obligat	Electrica Furnizare SA			ENEL ENERGIE SA		ENEL ENERGIE MUNTENIA SA	CEZ VANZARE SA	E.ON ENERGIE ROMANIA SA
	Muntenia Nord	Transilvania Nord	Transilvania Sud	Banat	Dobrogea	Muntenia	Oltenia	Moldova
Tarif serviciu de distributie JT	0,15571	0,15735	0,16080	0,15332	0,17620	0,14268	0,16968	0,17672
Pret final clienti SU								
IT	0,32286	0,32497	0,31894	0,31711	0,30838	0,28094	0,33475	0,32945
MT	0,35440	0,36635	0,35903	0,35152	0,34493	0,30940	0,37602	0,36882
JT	0,46378	0,46359	0,45945	0,45421	0,46584	0,41424	0,48289	0,48837

Structura procentuala pret energie electrica client casnic JT la data de 1 iulie 2018



- componenta achizitie
- tarife transport TL+servicii sistem
- tarif distributie joasa tensiune
- componenta furnizare
- componenta ajustare

Structura pret energie electrica client casnic JT la data de 1 iulie 2018 (lei/kWh)

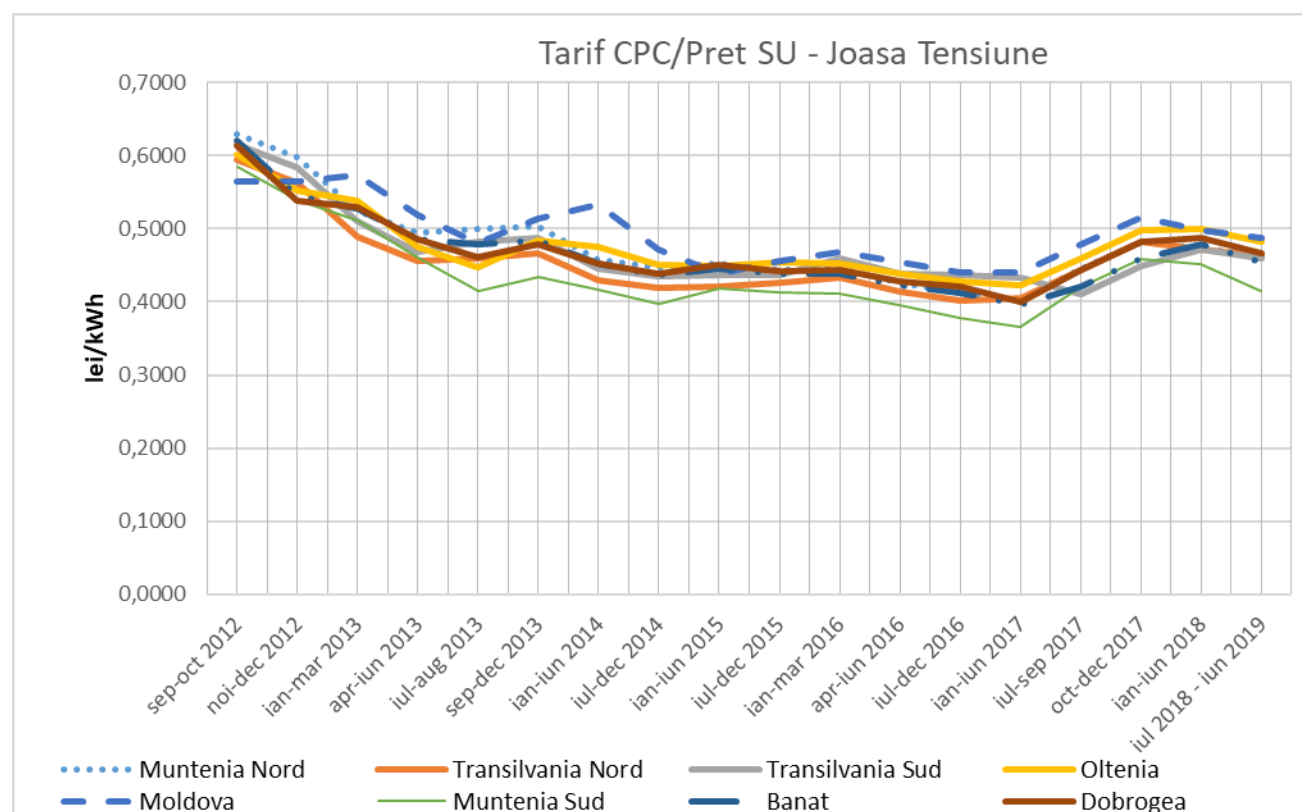


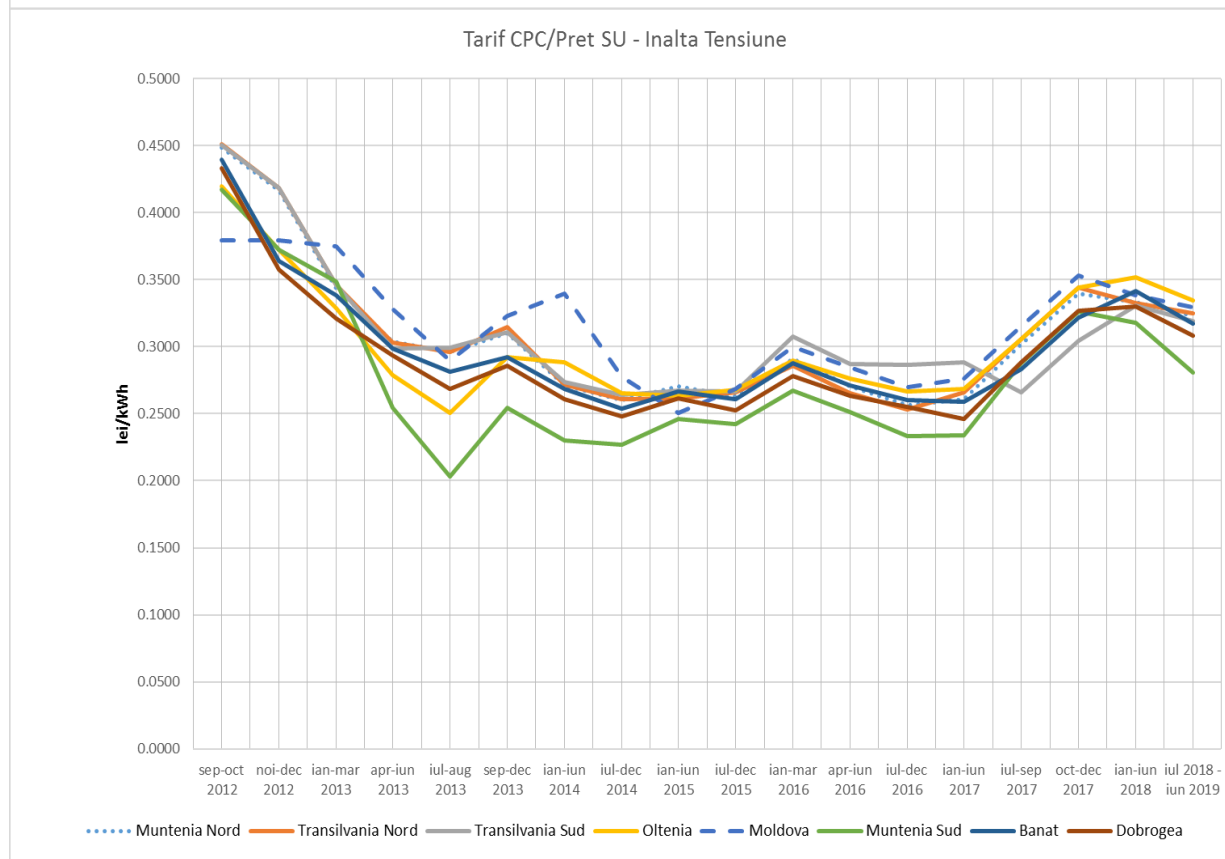
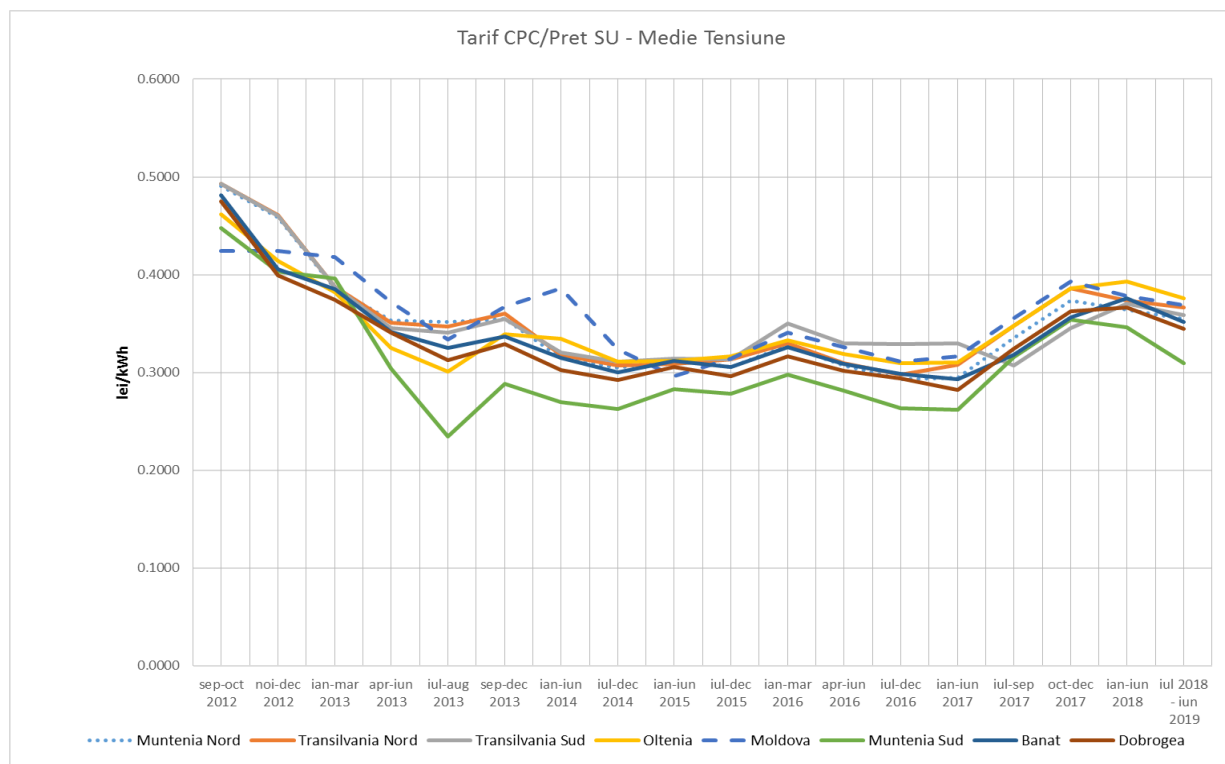
- componenta achizitie
- tarif distributie joasa tensiune
- componenta ajustare
- tarife transport TL+servicii sistem
- componenta furnizare

Pentru furnizorul de ultimă instanță opțional Enel Energie Muntenia S.A., prin Avizul nr. 22/20.06.2018, au fost avizate următoarele prețuri pentru serviciul universal:

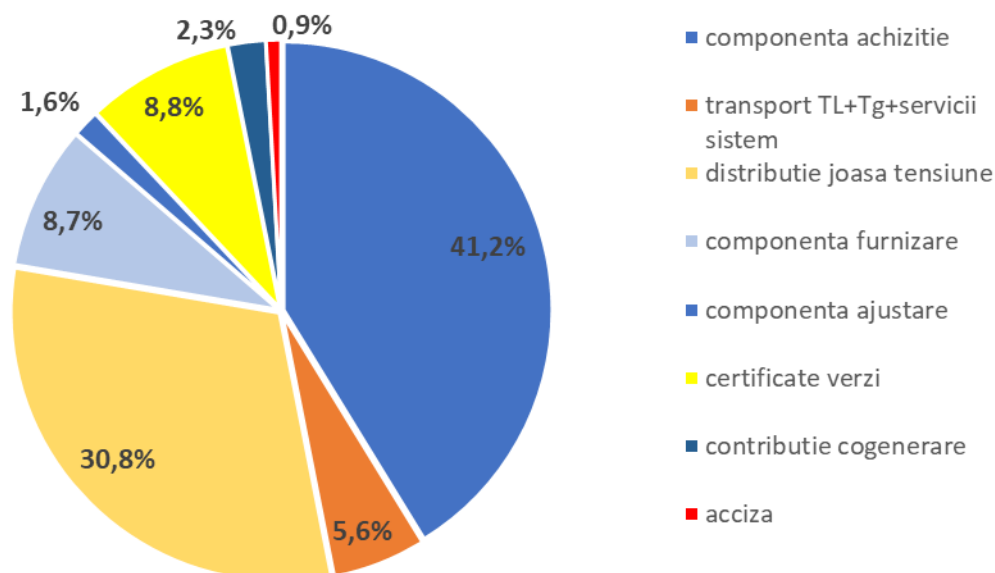
Zona de rețea	Muntenia Nord	Transilvania Nord	Transilvania Sud	Oltenia	Moldova
Prețul pentru serviciul universal (lei/kWh)	0,27879	0,27697	0,26940	0,28392	0,28236

Evoluția tarifelor CPC aplicate clienților beneficiari de serviciu universal până la data de 30 iunie 2018 și a prețurilor pentru serviciul universal aplicate clienților beneficiari de serviciu universal începând cu data de 1 iulie 2018 este prezentată în graficele de mai jos:





Structura factura energie electrica clienti casnici la data de 1 iulie 2018 (fara TVA)



Rapoarte de monitorizare piață reglementată

În tabelele următoare sunt prezentate date privind **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.**

În anul 2018, **s-a menținut tendința de scădere a numărului mediu de locuri de consum**, față de anul 2017 înregistrându-se cu 1.135.888 locuri de consum mai puțin, din care 99,99% reprezintă locuri de consum ale clienților casnici. Această evoluție este consecința finalizării, la 31.12.2017, a Calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, prevăzut de Memorandumul de Înțelegere semnat de Guvernul României cu Comisia Europeană în 13 martie 2012, și campaniilor inițiate de furnizorii activi pe piața concurențială în vederea atragerii clienților din piața reglementată.

Datele prezentate sunt cele raportate de FUI la finalul lunilor decembrie 2018, respectiv 2017.

Tip Client	FUI						TOTAL FUI 2018	TOTAL FUI 2017
	CEZ Vânzare	E.ON Energie România	Electrica Furnizare	ENEL Energie	ENEL Energie Muntenia			
Total clienți casnici	916.224	1.166.834	3.164.210	596.244	645.622	6.489.134	7.624.987	
% clienți casnici din total clienți finali	99,24%	98,69%	96,25%	95,86%	97,76%	97,21%	97,61%	
Noncasnici în regim de SU	857	135	28.118	1.461	757	31.328	35.723	
Inactivi	5.924	15.060	94.633	24.036	13.875	153.528	149.320	
Noncasnici preluați în regim UI	251	250	612	240	153	1.506	1.354	

Total clienți noncasnici	7.032	15.445	123.363	25.737	14.785	186.362	186.397
% clienți noncasnici din total clienți finali	0,76%	1,31%	3,75%	4,14%	2,24%	2,79%	2,39%
Total clienți finali	923.256	1.182.279	3.287.573	621.981	660.407	6.675.496	7.811.384

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare ANRE

Notă: Datele aferente anului 2017 includ corecțiile primite de la FUI pe parcursul anului 2018.

Prețurile medii de achiziție de către FUI a energiei electrice de pe piața angro pentru anul 2018

Tip tranzacție	Tip client indicator (cant. și preț)	[UM]	Clienți casnici	Clienți noncasnici regim de SU	Clienți inactivi	Clienți noncasnici regim de UI	Total clienți noncasnici	TOTAL clienți
cumpărare contracte negociate	cantitate	[GWh]	2,454	0,048	0,200	0,000	0,247	2,701
	Pmed	[lei/MWh]	213,48	213,52	89,41	0,00	113,29	204,30
cumpărare PCC	cantitate	[GWh]	5.922,681	66,649	503,266	11,420	581,334	6.504,015
	Pmed	[lei/MWh]	216,32	214,43	230,82	239,81	229,12	217,46
cumpărare PCSU	cantitate	[GWh]	2.182,322	25,693	-	-	25,693	2.208,015
	Pmed	[lei/MWh]	238,96	240,26	-	-	240,26	238,98
cumpărare PI	cantitate	[GWh]	0,415	0,002	0,500	0,015	0,516	0,931
	Pmed	[lei/MWh]	342,60	347,03	394,90	392,77	394,68	371,47
cumpărare PZU	cantitate	[GWh]	1.996,452	24,180	246,532	9,683	280,394	2.276,847
	Pmed	[lei/MWh]	253,41	264,72	253,31	230,64	253,51	253,42
cumpărare PE	cantitate	[GWh]	423,915	3,734	187,453	7,861	199,049	622,964
	Pmed	[lei/MWh]	274,85	282,89	292,31	282,80	291,76	280,25
Total cumpărare	cantitate	[GWh]	10.528,24	120,31	937,95	28,98	1.087,23	11.615,47
	Pmed	[lei/MWh]	230,41	232,18	249,08	248,49	247,19	231,98
vânzare PZU	cantitate	[GWh]	-243,905	-1,924	-14,647	-0,682	-17,253	-261,158
	Pmed	[lei/MWh]	178,22	175,16	165,02	220,13	168,33	177,57
vânzare PE	cantitate	[GWh]	-627,516	-6,255	-66,964	-3,368	-76,587	-704,103
	Pmed	[lei/MWh]	178,71	171,00	182,81	212,53	183,15	179,19
Total vânzare	cantitate	[GWh]	-871,42	-8,18	-81,61	-4,05	-93,84	-965,26
	Pmed	[lei/MWh]	178,57	171,98	179,61	213,81	180,42	178,75
Achiziție netă	cantitate	[GWh]	9.656,82	112,13	856,34	24,93	993,39	10.650,21
	Pmed	[lei/MWh]	235,08	236,57	255,69	254,12	253,50	236,80

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare ANRE

În anul 2018 față de anul 2017, **prețul mediu de achiziție netă a crescut cu aproximativ 15,9%** (32 lei/MWh), pe fondul:

- încheierii procesului de implementare a calendarului de eliminare a tarifelor reglementate, la 31.12.2017; în 2017, achiziția de energie electrică prin contracte reglementate a reprezentat aproximativ 14% din totalul achiziției de energie electrică destinată clienților finali din piața reglementată;

- condițiilor de piață deja prezentate;
- politici de achiziție din PZU a FUI (aprox. 21%), în contextul în care prețul plătit de FUI pentru acest tip de achiziție a crescut în anul 2018 față de 2017 cu 11,66 lei/MWh (5%).
- modificării condițiilor de participare a FUI la PCSU pentru achiziția energiei electrice destinate acoperirii consumului clienților finali deserviți în regim de serviciu universal și a cadrului de reglementare aferent.

Cantitățile de energie electrică vândute de FUI clienților finali în anul 2018

Tip client Tip indicator (cant., val., Pmed)	[UM]	Clienți casnici	Clienți noncasnici regim de SU	Clienți inactivi	Clienți noncasnici regim de UI	Total clienți noncasnici	TOTAL clienți
cantitate	[GWh]	9.656,82	112,13	856,38	24,89	993,40	10.650,21
valoare	[mii lei]	4.543.138,93	51.571,73	419.604,25	11.334,06	482.510,05	5.025.648,98
Pmed	[lei/MWh]	470,46	459,94	489,98	455,37	485,72	471,88

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare ANRE

Notă: Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe.

FUI Tip clienți	Tip indicator	[UM]	CEZ Vânzare	E.ON Energie România	Electrica Furnizare	ENEL Energie	ENEL Energie Muntenia	TOTAL FUI 2018	TOTAL FUI 2017
clienți casnici	cantitate	[GWh]	1.390,74	1.417,50	4.343,37	1.067,25	1.437,96	9.656,82	11.231,11
	valoare	[mii lei]	682.638	699.286	2.033.857	503.439	623.920	4.543.139	4.760.093
	Pmed	[lei/MWh]	490,85	493,32	468,27	471,72	433,89	470,46	423,83
clienți noncasnici	cantitate	[GWh]	38,16	65,46	513,76	128,48	247,54	993,40	1.144,90
	valoare	[mii lei]	19.659	34.543	254.243	64.033	110.032	482.510	496.819
	Pmed	[lei/MWh]	515,23	527,65	494,87	498,41	444,50	485,72	433,94
Total clienți	cantitate	[GWh]	1.428,89	1.482,97	4.857,13	1.195,73	1.685,50	10.650,21	12.376,01
	valoare	[mii lei]	702.297	733.828	2.288.100	567.472	733.952	5.025.649	5.256.912
	Pmed	[lei/MWh]	491,50	494,84	471,08	474,58	435,45	471,88	424,77

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor de ultimă instanță – prelucrare ANRE

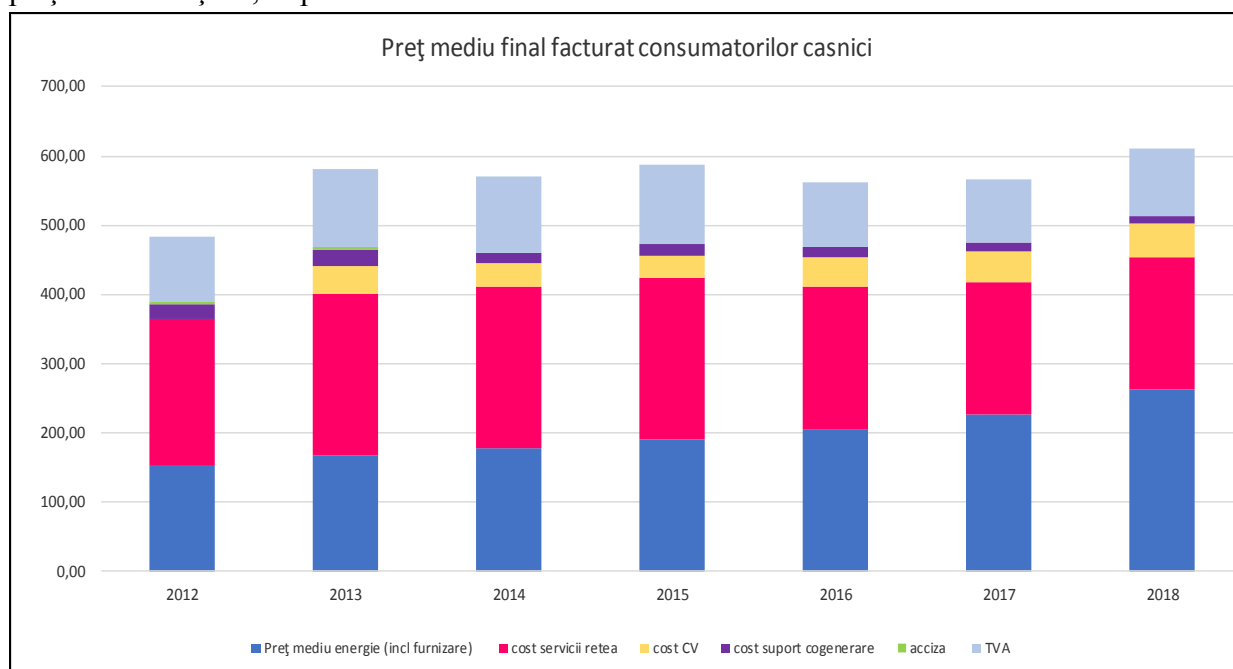
Notă: Prețurile nu conțin TVA, accize sau alte taxe. Datele aferente anului 2017 includ corecțiile primite de la FUI pe parcursul anului 2018.

Corelat cu scăderea numărului mediu de locuri de consum, se observă scăderea consumului de energie electrică aferent anului 2018 față de anul 2017, cu 1.725,79 GWh.

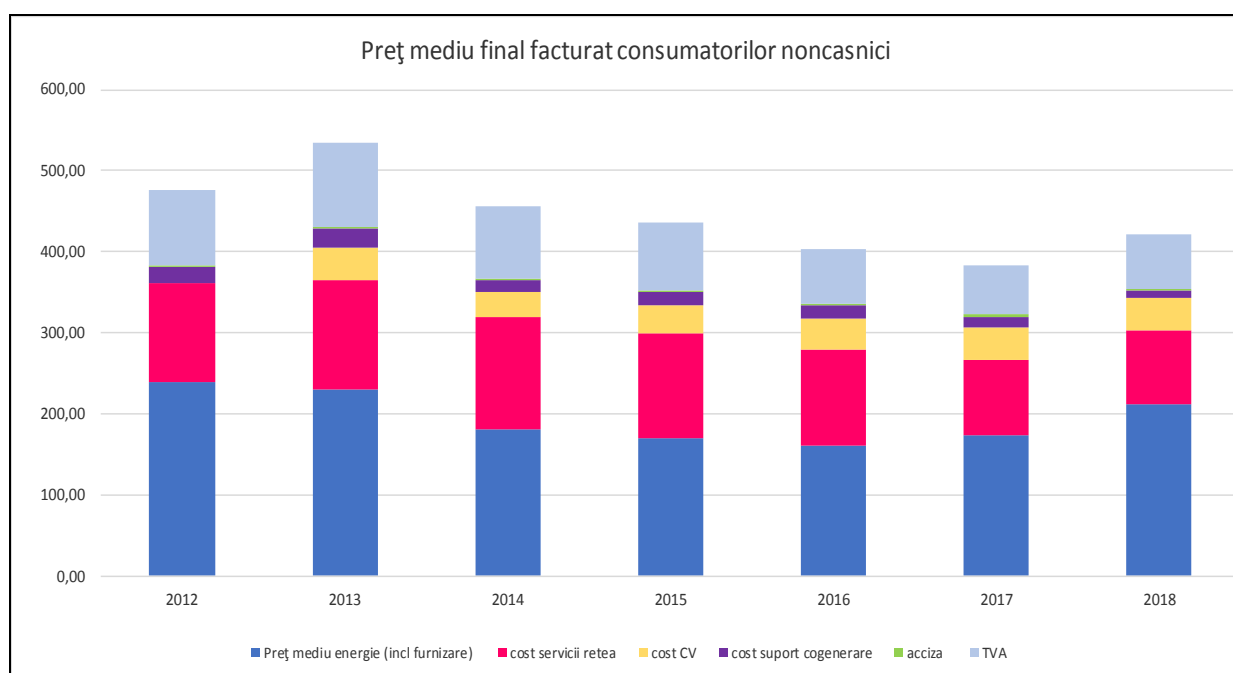
Creșterea prețului mediu de achiziție netă s-a reflectat și în prețul mediu de vânzare care a înregistrat de asemenea o creștere în anul 2018 față de anul 2017 cu 11% (47 lei/MWh). Creșterea prețului mediu de achiziție netă a fost parțial compensată de scăderea tarifelor reglementate de transport și distribuție în perioada analizată.

Analiza prețului mediu al energiei electrice facturate clienților finali

În această secțiune este prezentată evoluția componentelor prețului mediu pentru energia electrică facturată clienților finali, casnici și noncasnici, atât din piața reglementată, cât și din piața concurențială, în perioada 2012 - 2018.



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE



Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

În anul 2018, pentru clienții finali, prețul mediu de vânzare al energiei, exclusiv costul cu serviciile de rețea și taxe, a înregistrat o creștere față de anul anterior de 19,8% (37 lei/MWh). În cazul clienților noncasnici, această creștere a fost de 21,3%, iar în cazul celor casnici de

16,7%, așa cum se poate constata și în tabelul următor. Această evoluție a fost determinată de prețurile la care s-au încheiat tranzacțiile pe piețele centralizate de contracte și pe PZU.

- lei/MWh -

	Clienți casnici			Clienți noncasnici		
	Preț fără taxe	Preț cu taxe	Tarif servicii rețea	Preț fără taxe	Preț cu taxe	Tarif servicii rețea
an 2012	365,24	482,42	213,84	361,37	475,43	123,02
an 2013	400,11	581,31	232,74	364,45	534,42	134,35
an 2014	412,06	575,07	234,66	318,97	455,35	138,77
an 2015	422,81	592,80	231,73	299,64	436,83	130,54
an 2016	411,25	566,66	205,56	279,29	403,36	118,67
an 2017	416,97	570,61	191,77	266,49	383,47	92,62
an 2018	454,10	615,79	191,30	302,94	421,84	91,95

Sursa: Raportările lunare ale furnizorilor – prelucrare ANRE

În anul 2018 s-a înregistrat o creștere semnificativă a prețului mediu final de vânzare (cu taxe) a energiei electrice atât pentru clienții casnici, cât și pentru cei noncasnici ca urmare a schimbărilor survenite pe piața de energie.

3.3. 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.

3.3.1 Monitorizarea echilibrului între cerere și ofertă

Măsurile întreprinse în anul 2018 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, a stabilității frecvenței și tensiunii, a continuității în alimentarea utilizatorilor și a coordonării schimburilor de energie electrică cu alte sisteme electroenergetice.

În scopul îndeplinirii acestor responsabilități, OTS a determinat probabilitatea apariției unei situații de criză în funcționarea SEN, în baza analizelor pe termen scurt și mediu a adecvănței 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 **noiembrie 2017 – martie 2018**, ținând cont de evoluția consumului de energie electrică din perioada 1 ianuarie -1 septembrie 2017, de inexistența unor semnale privind apariția de noi operatori economici cu consum relevant de energie electrică, de scenariul Dispecerului Energetic Național care ia în considerare o corecție a influenței temperaturilor medii lunare mai scăzute cu 1-2°C, OTS a făcut o estimare de creștere medie a consumului luat în calcul pentru perioada 15 noiembrie 2017 - 15 martie 2018 cu 1,1% față de realizările perioadei similare aferente Programului de iarnă din anul anterior.

Pentru vârfurile de sarcină previzionate pentru iarna 2017-2018, Dispecerul Energetic Național a realizat balanța producție-consum în care a fost luat în considerare un scenariu plecând de la următoarele ipoteze:

- a) înregistrarea unei perioade de 7-10 zile geroase, cu temperaturi negative, între minus 15°C până la minus 20°C;
- b) structura producției la vârful de seară:
 - fără aportul centralelor eoliene și fotovoltaice, limitări naturale sau dictate de protecții tehnologice;
 - cu reduceri de putere până la opriri ale centralelor pe gaze naturale, presiuni mici în rețeaua de transport gaze naturale;
- c) la vârful de consum, valoarea medie maximă orară considerată este de 9.750 MW, identic cu cea înregistrată în ianuarie 2017. Valoarea maximă instantanee a fost de 9.991 MW. În baza acestor ipoteze s-au determinat condițiile pentru asigurarea adecvantei SEN și s-au prevăzut condițiile tehnice și organizatorice necesare.

Aceste condiții au fost prevăzute în HG nr. 760/2017 privind aprobarea programului de iarnă în domeniul energetic privind măsurile pentru realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii pentru perioada sezonului rece și volumul de apă din lacurile de acumulare, denumit Programul de iarnă în domeniul energetic pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță și stabilitate a Sistemului electroenergetic național în perioada 15 noiembrie 2017 - 15 martie 2018, precum și alte măsuri privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național.

Prin prevederile **HG 760/2017** s-a stabilit ca OTS să achiziționeze, în regim reglementat, servicii tehnologice de sistem de la S.C. Electrocentrale Galați S.A. – CET Galați, S.C. Electrocentrale București S.A., S.C. Veolia Energie Prahova – CET Brazi pentru combustibil alternativ păcură și S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A. Ca urmare ANRE a aprobat următoarele decizii privind achiziția serviciilor tehnologice de sistem furnizate în regim reglementat:

- **Decizia ANRE nr. 1814/12.12.2017**, privind prețurile și cantitățile reglementate pentru achiziția serviciilor tehnologice de sistem în perioada 3 ianuarie – 15 martie 2018 furnizate de S.C. Complexul Energetic Hunedoara S.A.
- **Decizia ANRE nr. 1815/12.12.2017**, privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Electrocentrale București S.A. cu grupuri cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv pe păcură, pentru perioada 3 ianuarie - 15 martie 2018

- **Decizia ANRE nr. 1908/22.12.2017** privind achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Veolia Energie Prahova S.R.L. cu grupuri din CET Brazi, cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv pe păcură, pentru perioada 3 ianuarie - 15 martie 2018.

Similar, pentru **perioada 1 noiembrie 2018-31 martie 2019**, Dispecerul Energetic Național a luat în considerare un scenariu cu temperaturi mai scăzute cu 1-2° C față de mediile lunare multianuale, al cărui efect îl reprezintă o creștere a mediei consumului intern brut de energie electrică cu cca 2% față de valorile înregistrate în perioada similară anului anterior. Pentru aceeași perioadă însă, Comisia Națională de Strategie și Prognoză a estimat o scădere a consumului național de energie electrică cu cca 1,7% față de cel realizat în perioada 1 noiembrie 2017-31 martie 2018.

În aceste condiții, avându-se în vedere necesitatea dimensionării corespunzătoare și acoperitoare a stocurilor de combustibili și a volumelor de apă în marile lacuri de acumulare la data de 1 noiembrie 2018, în analiza de estimare a consumului de energie electrică a fost luată în considerare prognoza Dispecerului Energetic Național, respectiv creșterea consumului de energie electrică al țării în medie cu 2% față de consumul realizat în perioada similară a iernii 2017-2018.

Pentru vârfurile de sarcină previzionate pentru iarna 2018-2019, Dispecerul Energetic Național a prognozat balanța producție-consum în care a fost luat în considerare un scenariu plecând de la următoarele ipoteze:

- a) înregistrarea unei perioade de 7-10 zile geroase, cu temperaturi negative (-15°C -20°C);
- b) valoarea medie maximă orară considerată la vârful de consum este de 9.900 MW;
- c) structura producției la vârful de seară fără aportul centralelor eoliene și fotovoltaice (limitări naturale sau dictate de protecții tehnologice) și cu reduceri de putere, până la opriri, ale centralelor pe gaze naturale (presiuni mici în rețeaua de transport gaze naturale).

În baza acestor ipoteze s-au determinat condițiile pentru asigurarea adecvanței SEN și s-au prevăzut condițiile tehnice și organizatorice necesare.

Aceste condiții au fost prevăzute în prin *HG nr. 773/2018 pentru aprobarea măsurilor privind nivelul de siguranță și securitate în funcționare a Sistemului electroenergetic național, precum și măsurile în legătură cu realizarea stocurilor de siguranță ale Sistemului electroenergetic național în ceea ce privește combustibilii și volumul de apă din lacurile de acumulare pentru perioada 1 noiembrie 2018-31 martie 2019.*

Prin prevederile **HG 773/2018** s-a stabilit ca OTS să achiziționeze, în regim reglementat, servicii tehnologice de sistem de la producătorii Electrocentrale București S.A. și Electrocentrale Galați S.A. asigurate de grupurile cu combustibil alternativ păcura și gaz de furnal.

În baza **HG nr. 773/2018**, s-a aprobat prin **Decizia ANRE nr. 1911/28.11.2018** achiziția serviciului tehnologic de sistem – rezervă terțiară lentă furnizat de societatea Electrocentrale Galați S.A. cu grupuri din CET Galați cu funcționare pe combustibil alternativ, respectiv pe păcură, pentru perioada 1 decembrie 2018 – 31 martie 2019.

3.3.2. 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 adecvata 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, este în vigoare **Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027**, care a fost aprobat prin **Decizia ANRE nr. 1604 din 5 octombrie 2018**.

În cadrul **Planului de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027**, OTS a analizat adecvanța SEN în perspectiva orizonturilor de timp 2018-2022-2027.

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 evaluarea în perspectivă, s-a verificat capacitatea de producere pentru momentul din an când se atinge în SEN valoarea maximă a consumului și anume vârful de seară iarna, utilizând metodologia aplicată la nivel european în cadrul ENTSO-E. Conform acestei metodologii, se consideră că, pentru acoperirea în condiții de siguranță a cererii, este necesar să existe în sistemul electroenergetic o anumită putere disponibilă asigurată de unități de producere de energie electrică, semnificativ mai mare decât puterea consumată la vârful de consum, având în vedere că unele dintre aceste unități sunt retrase din exploatare pentru întreținere și reparații planificate sau pot fi afectate de indisponibilizări neplanificate sau de reduceri parțiale ale disponibilității, temporare sau definitive, din diferite cauze. De asemenea, pentru crearea condițiilor de asigurare a securității aprovizionării cu energie electrică trebuie menținută în permanență la dispoziția OTS o rezervă de capacitate de producere operațională, secundară, terțiară rapidă și terțiară lentă, care se dimensionează și se mobilizează pentru echilibrarea producției cu consumul în conformitate cu prevederile codurilor tehnice.

Odată cu instalarea unui volum semnificativ de centrale electrice eoliene, caracterizate printr-un regim de funcționare intermitent și cu o evoluție aleatorie a puterii disponibile, necesarul de rezervă terțiară rapidă crește ca urmare a impredictibilității producției în aceste centrale.

Principalii factori care vor influența în următorii ani necesarul de rezervă de putere vor fi: îmbunătățirea indicatorilor de fiabilitate a unităților de producere, care va acționa în sensul diminuării necesarului de rezervă de putere și creșterea ponderii puterii instalate în centrale electrice eoliene, care va acționa în sensul creșterii necesarului de rezervă de putere.

Estimarea adecvantei parcului de producere pentru orizonturile de timp 2018-2022-2027, în scenariul de referință de variație a consumului (în care s-a considerat o creștere cumulată a consumului de energie electrică cu cca. 2,7 % pe termen mediu, adică până în anul 2022 și cu încă cca. 5,2 % pe termen lung, adică până în anul 2027), conduce la concluzia că excedentul de putere netă disponibilă în sistem este de circa 11% din capacitatea netă de producere în 2018, valoare ce se menține cvasiconstantă și după punerea în funcțiune a unităților 3 și 4 de la Cernavodă (12 %), datorită reducerii graduale a capacității de producere din unități care funcționează pe bază de combustibili fosili, pe de-o parte și a creșterii consumului, pe de altă parte, conform datelor din tabelul de mai jos:

Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul de Referință

				MW
	Putere netă în SEN	2018	2022	2027
1	centrale nucleare	1300	1300	2630
2	centrale termoelectrice conventionale	6559	7148	6529
	• pe lignit	2676	3193	2860
	• pe huila	428	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	3456	3528	3241
3	resurse energetice regenerabile	4500	5100	5500
	• eoliene	3000	3400	3600
	• fotovoltaice	1350	1500	1600
	• biomasa	150	200	300
4	centrale hidroelectrice	6436	6505	6532
	• CHEAP			
5	Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]	18796	20053	21190
6	Putere indisponibilă totală	7946	8628	8924
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	4512	4940	5175
	• Putere în reparatie planificată	1110	1184	1115
	• Putere în reparatie accidentală (după avarie)	1217	1277	1347
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1107	1227	1287
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	10850	11425	12266
8	Consum intern net la varful de sarcină	8855	9185	9690
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme)	1995	2241	2576
10	Sold Import-Export la varful de sarcină	-800	-1000	-1200

În scenariul favorabil de variație a consumului, caracterizat printr-o creștere a consumului de energie electrică cu 5,08 % anual pe termen mediu (2022) și cu 4,67 % pe termen lung (2027) 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 se menține la circa 11% din capacitatea netă de producere. Creșterea de putere indisponibilă în acest scenariu se datorează componentei impredictibile asociată producției crescute din surse regenerabile, în special eoliene și fotovoltaice. În acest caz, prognoza adecvantei a avut în vedere faptul că instalarea de centrale eoliene și solare are drept consecință creșterea ponderii puterii indisponibile ca o consecință a specificului funcționării intermitente a acestor centrale, caracterizate printr-un număr mic de ore de utilizare a puterii maxime. 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 existența unui anumit volum de putere în centrale clasice de vârf cu pornire rapidă și/sau capacități de stocare a energiei, ca de exemplu centrale hidro cu acumulare prin pompaj, tehnologii și echipamente pentru stocarea energiei electrice etc.

Adecvanța parcului de producere din SEN - Scenariul Favorabil consum/ Scenariul „verde” capacități

				MW
	Putere netă in SEN	2018	2022	2027
1	centrale nucleare	1300	1300	2630
2	centrale termoelectrice conventionale	6559	7148	6529
	• pe lignit	2676	3193	2860
	• pe huila	428	428	428
	• pe gaze naturale / hidrocarburi	3456	3528	3241
3	resurse energetice regenerabile	4500	5100	6500
	• eoliene	3000	3400	4000
	• fotovoltaice	1350	1500	2000
	• biomasa	150	200	500
4	centrale hidroelectrice	6436	6505	6532
	• CHEAP			
5	Capacitatea netă de producere [5=1+2+3+4]	18796	20053	22190
6	Putere indisponibilă totala	7946	8666	9738
	• Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservari)	4512	4940	5815
	• Putere in reparatie planificată	1110	1179	1135
	• Putere in reparatie accidentală (după avarie)	1217	1321	1382
	• Rezerva de putere pentru servicii de sistem	1107	1227	1407
7	Puterea disponibilă netă asigurată [7=5-6]	10850	11387	12452
8	Consum intern net la varful de sarcina	8855	9500	9940
9	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme)	1995	1886	2512
10	Sold Import-Export la varful de sarcina	-800	-1000	-1200

Integrarea centralelor eoliene și fotovoltaice 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, prin urmare, necesară existența în sistem a centralelor de vârf, deoarece modul de funcționare a centralelor din surse regenerabile are implicații negative asupra costurilor de producție și asupra duratei de viață a grupurilor destinate funcționării în regim de bază.

Trebuie remarcat că, dacă în anul 2016 adecvanța sistemului era de 14 %, aceasta a scăzut în anul 2018 la 11 %, pe fondul reducerii ponderii capacității centralelor termoelectrice convenționale și creșterii capacității centralelor din surse regenerabile.

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 de energie electrică și a capacității de producere instalate în SEN, precum și evoluția cererii pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică.

Pentru un orizont de timp lung, până în anul 2040, 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 2018, 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 publică în luna octombrie 2017 scenariile care se analizează în cadrul TYNDP 2018, atât pentru gaze naturale cât și pentru energie electrică, pe baza cărora se iau deciziile pentru necesarul de investiții în infrastructura de transport.

Sunt prezentate în continuare estimările pentru condițiile necesare asigurării siguranței în alimentarea cu energie electrică pentru orizonturile de timp 2020 – 2030 – 2040 conform scenariilor elaborate în cadrul TYNDP 2018 menționat mai sus. Acest plan 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 planificarea rețelei la nivel comunitar, inclusiv proiectele de interes comun care asigură dezvoltarea capacităților de transport transfrontaliere.

TYNDP 2018 prevede direcții de dezvoltare a rețelelor electrice pentru orizontul de timp 2020 - 2030 - 2040, luând în considerare mai multe scenarii pentru evoluția consumului de energie electrică, a nivelului și structurii capacităților instalate pentru producerea de energie electrică și a nivelului și structurii energiei electrice produse.

Scenariile TYNDP 2018 includ un scenariu „**Best Estimate**” (BE) pe termen scurt și mediu (inclusiv o analiză de sensibilitate a ordinii de merit între cărbune și gaze naturale pentru anul 2025) și **trei scenarii pe termen lung** care reflectă schimbările necesare în producerea și utilizarea energiei pentru atingerea țintelor de decarbonizare. Până în anul 2030, scenariile sunt contruite pe ipoteza că gazul este înaintea cărbunelui în ordinea de merit, având în vedere prețurile de producere și necesitatea de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră.

Scenariile avute în vedere pentru orizontul de timp 2030 - 2040 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, având ca punct de pornire scenariul EUCO 30 elaborat în anul 2016 sub egida Comisiei Europene ca scenariu de bază al politicilor comisiei, după cum urmează:

- **„Sustainable Transition” (ST)** - Tranziția durabilă urmărește o reducere rapidă și durabilă a emisiilor de CO₂ prin înlocuirea cărbunelui cu gaze în sectorul energetic. Electrificarea căldurii și a transportului se dezvoltă într-un ritm mai lent decât în alte scenarii. În acest scenariu, atingerea obiectivului UE de reducere a emisiilor de CO₂ cu 80-95 % până în 2050 necesită o dezvoltare rapidă pe parcursul anilor 2040, prin adoptarea intensivă a progresului tehnologic.
- **„Distributed Generation” (DG)** – Producția distribuită permite participarea la piață a prosumatorilor. Acest scenariu prezintă o dezvoltare descentralizată a producției de energie, cu accent pe tehnologiile la utilizatorii finali. Tehnologia inteligentă și echipamentele/instalațiile cu combustibil dublu, cum ar fi pompele de căldură hibride, permit consumatorilor să adopte schimbări în utilizarea energiei în funcție de condițiile de piață. Vehiculele electrice încep să aibă o mai largă utilizare, crește capacitatea de producere din surse fotovoltaice și încep să fie instalate în clădiri unități de stocare. Această evoluție duce la atingerea unui nivel ridicat de răspuns la nivelul cererii în raport cu producerea și furnizarea energiei. Acest scenariu prevede și o creștere a utilizării biogazului pentru producerea de energie prin valorificarea materiilor prime locale.
- **„Global Climate Action” (GCA)** - Acțiunea globală în domeniul climei (GCA) reprezintă un efort global pentru decarbonizarea accelerată. Accentul se pune pe utilizarea energiei din surse regenerabile la scară largă și chiar pe energia nucleară. Energia termică rezidențială și comercială devine mai electrificată, ceea ce duce la o scădere constantă a cererii de gaze în acest sector. Decarbonizarea transportului se realizează atât prin

creșterea utilizării vehiculelor cu acționare electrică, dar și prin creșterea utilizării gazelor în acest sector. Măsurile de eficiență energetică afectează toate sectoarele. În acest scenariu se prevede cea mai puternică dezvoltare a producerii de energie pe bază de gaze naturale.

În figura de mai jos este prezentată diagrama dezvoltării scenariilor din TYNDP 2018:

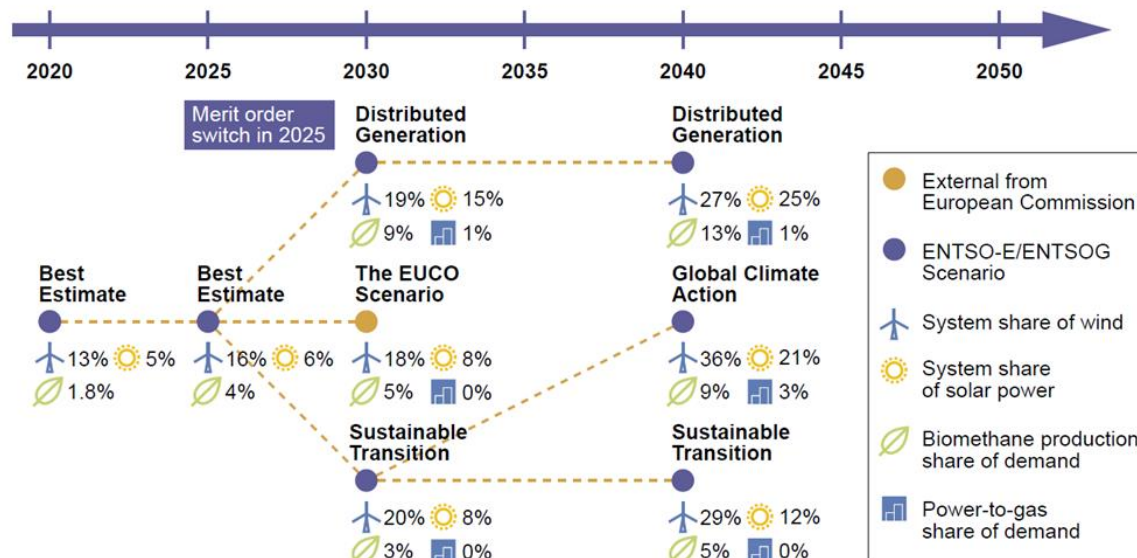
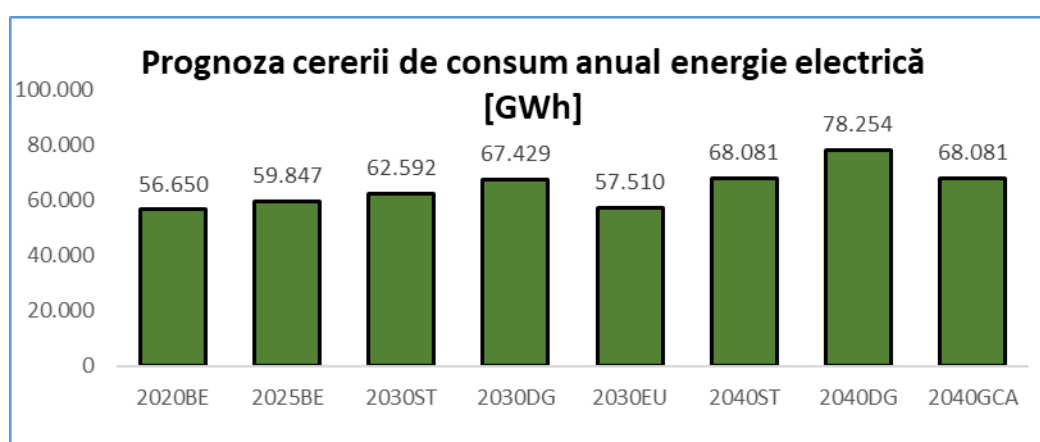
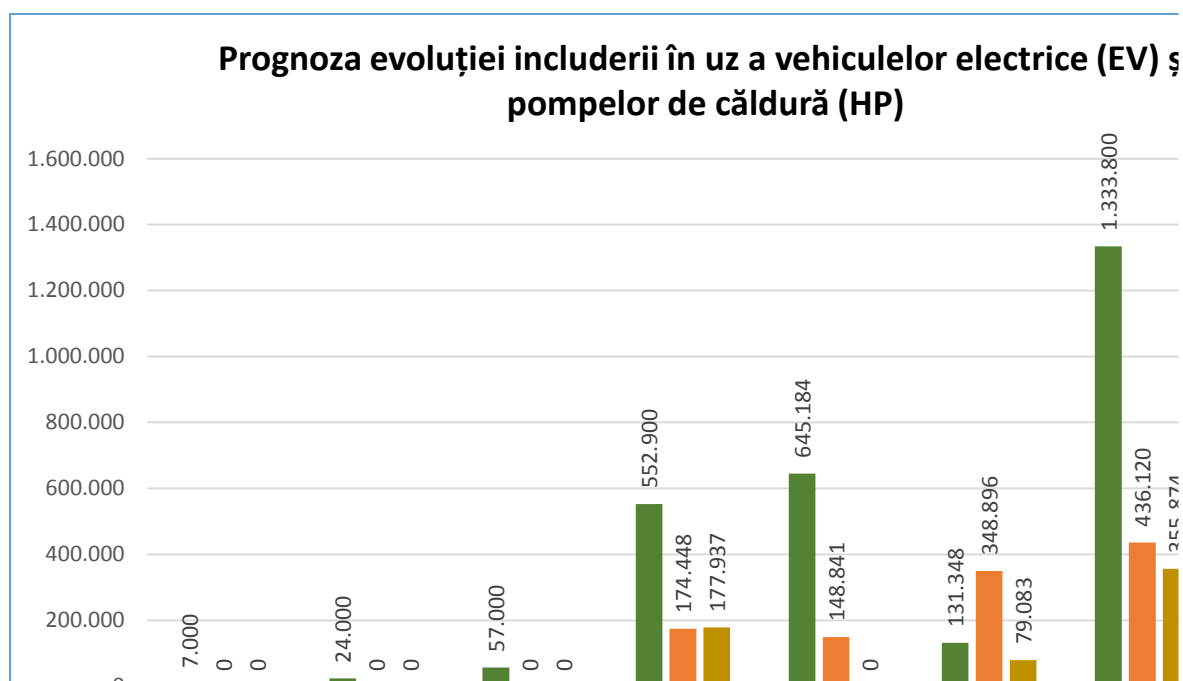
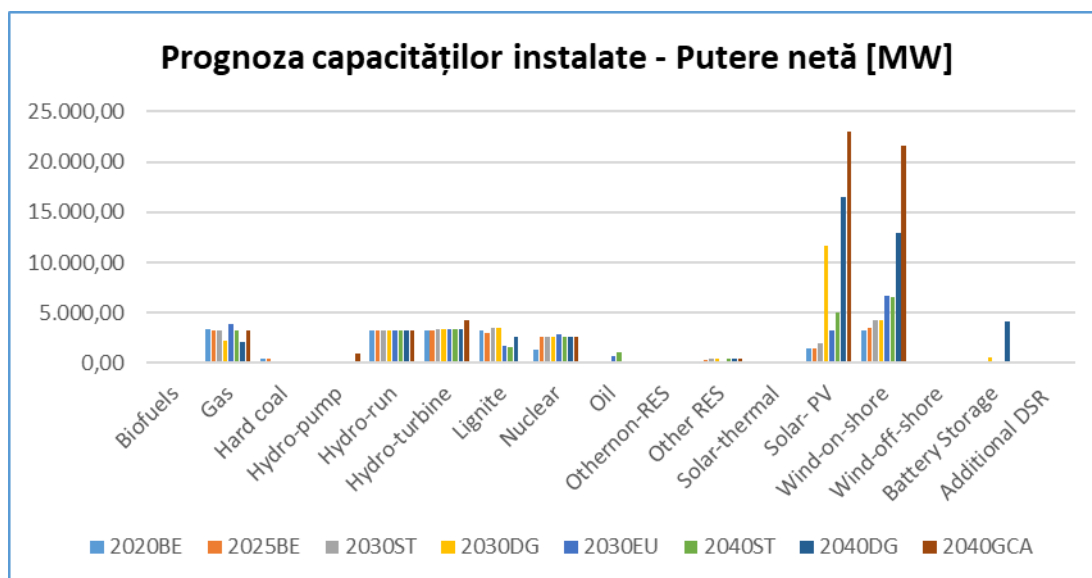


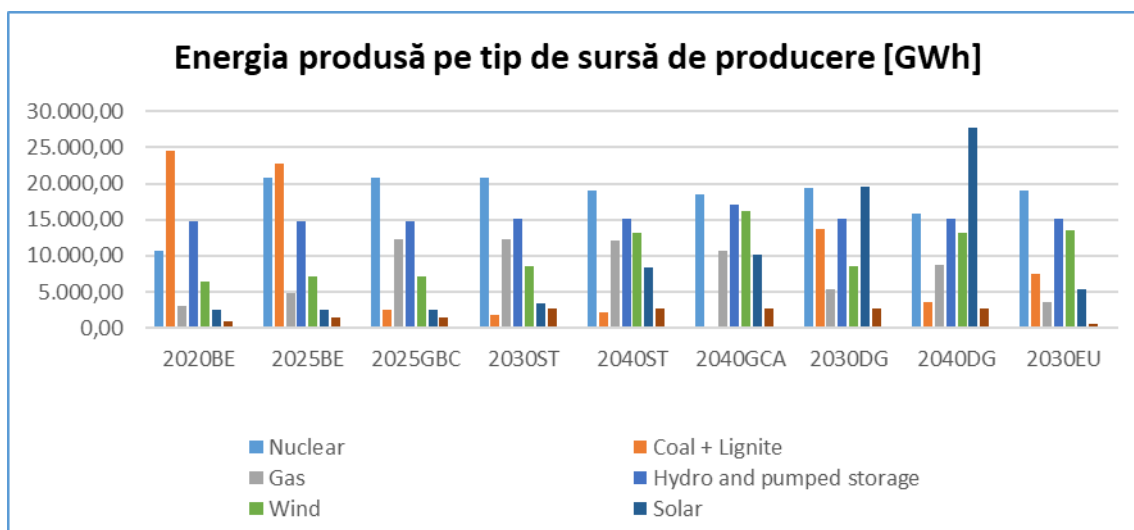
Diagrama scenariilor cuprinse în TYNDP 2018

Proгноzele și rezultatele aferente scenariilor din TYNDP 2018 pentru România sunt prezentate în graficele de mai jos:

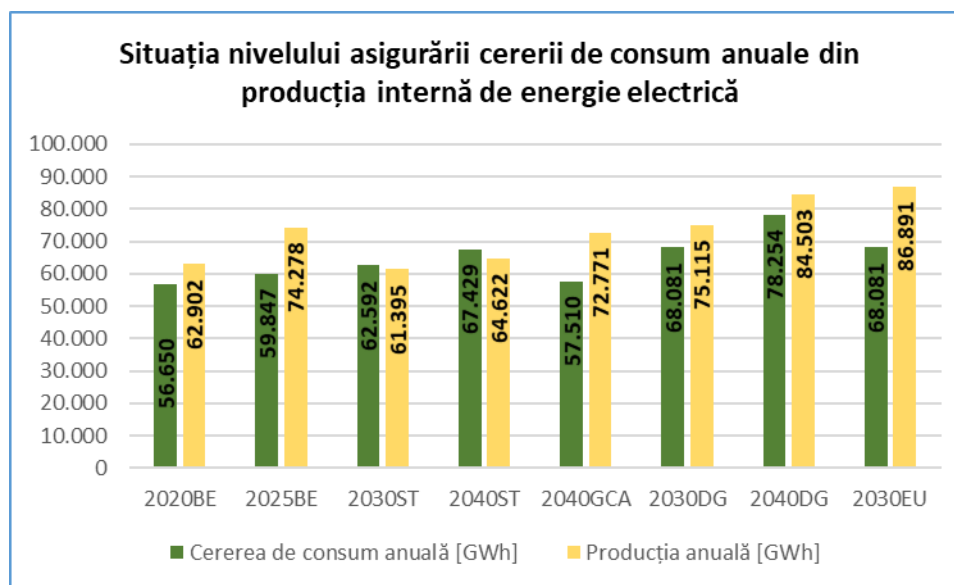




Rezultatele obținute privind structura producției și asigurarea cererii de consum de energie electrică aferente scenariilor din TYNDP 2018 în ipotezele prezentate mai sus sunt prezentate în graficele de mai jos.



Se poate constata că în cazul României pentru toate scenariile, cererea de energie electrică prognozată este acoperită de energia produsă, cu excepția scenariului ST, în care consumul este cu cca. 2% mai mare decât producerea pentru orizontul de timp 2030 și cu cca. 4 % mai mare pentru orizontul de timp 2040, după cum este prezentat în graficul următor:



Monitorizarea planificării punerii în funcțiune de noi capacități de producție

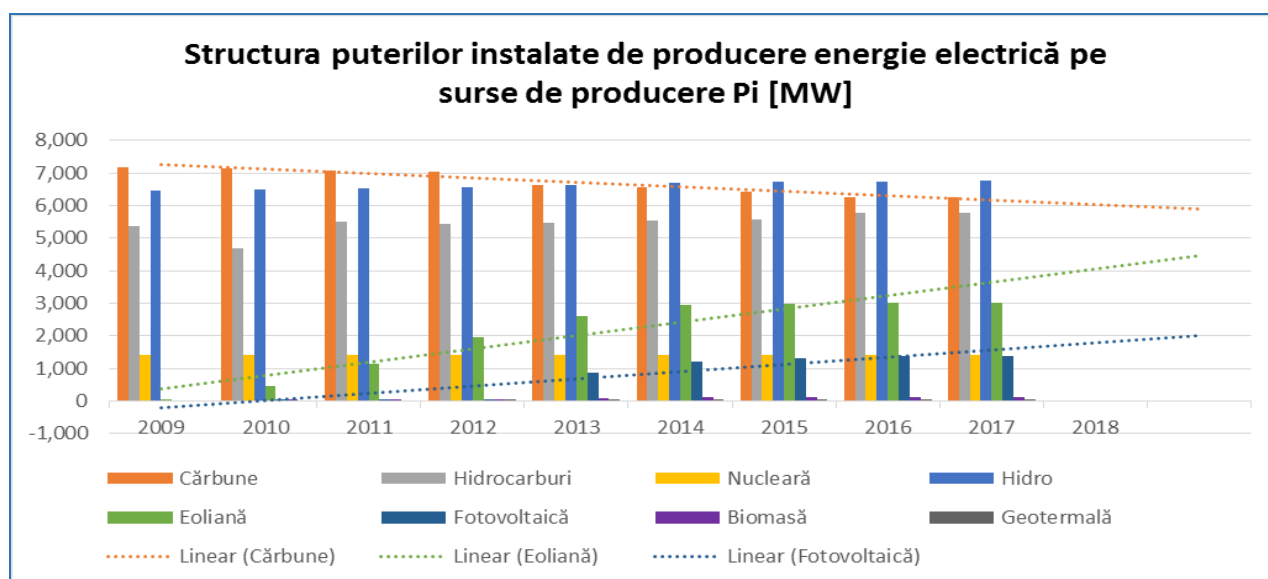
În tabelul următor sunt prezentate informații privitoare la **structura producției de energie electrică pe tipuri de combustibil** în perioada 2016-2018 (GWh):

Tip combustibil	2016		2017		2018	
	brut	net	brut	net	brut	net
Cărbune	16.091	14.176	17.154	15.102	15.871	14.002
Hidrocarburi	9.960	9.266	10.803	10.041	10.941	10.258
Nucleară	11.286	10.368	11.509	10.561	11.379	10.442
Hidro	18.272	18.077	14.608	14.542	17.783	17.681
Eoliană	6.590	6.524	7.403	7.332	6.319	6.260
Biomasă	453	448	401	395	311	308
Fotovoltaică	1.820	1.802	1.870	1.850	1.771	1.754
Geotermală	-	-	-	-	-	-
Total	64.472	60.661	63.748	59.823	64.375	60.705

În tabelele și graficele de mai jos este prezentată evoluția puterii instalate și a puterii disponibile a capacităților de producție energie electrică în perioada 2009 - 2018. Situația puterii instalate a capacităților de producție energie electrică pe surse de producere (*liniile punctate din grafic prezintă trendul puterilor instalate aferente capacităților de producție pe cărbune și din surse regenerabile - eolian și fotovoltaic*):

- Pi [MW]

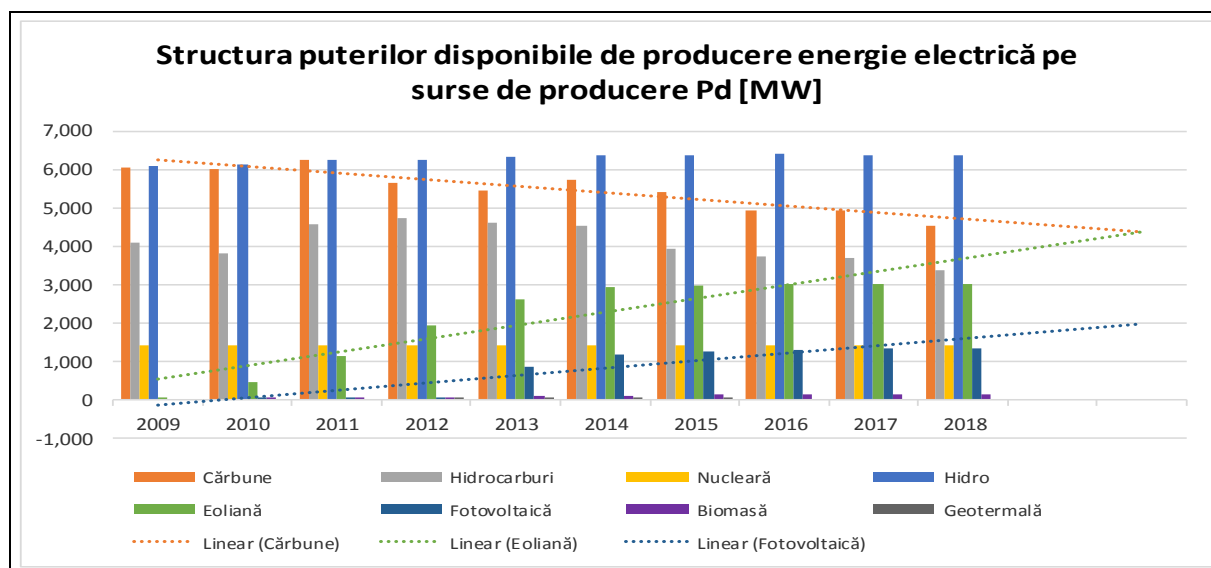
Tip combustibil	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cărbune	7178	7141	7091	7025	6615	6555	6435	6240	6240	6232
Hidrocarburi	5368	4672	5519	5429	5464	5547	5562	5792	5789	5456
Nucleară	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413
Hidro	6469	6499	6528	6563	6648	6709	6731	6744	6761	6759
Eoliană	13	466	1140	1941	2607	2953	2978	3025	3030	3032
Fotovoltaică	0	0	1	29	860	1223	1301	1371	1375	1382
Biomasă	0	23	26	38	96	100	121	129	130	132
Geotermală				0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Total	20441	20214	21718	22438	23703	24500	24541	24714	24738	24406



Situația puterii disponibile a capacităților de producție energie electrică pe surse de producere (liniile punctate din grafic prezintă trendul puterilor instalate aferente capacităților de producție pe cărbune și din surse regenerabile - eolian și fotovoltaic):

- Pd [MW]

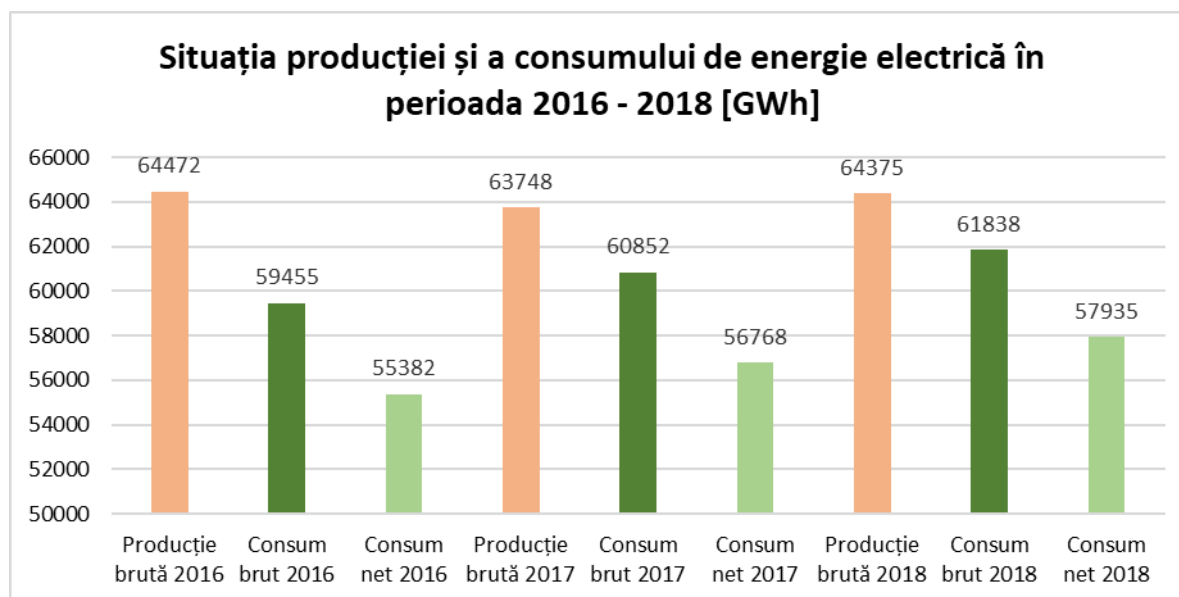
Tip combustibil	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Cărbune	6065	5996	6243	5659	5450	5718	5399	4922	4931	4541
Hidrocarburi	4110	3796	4564	4717	4600	4538	3917	3738	3703	3377
Nucleară	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413	1413
Hidro	6096	6139	6235	6237	6316	6368	6384	6417	6390	6377
Eoliană	13	465	1140	1941	2602	2944	2967	3008	3008	3006
Fotovoltaică		0	1	29	851	1176	1262	1304	1320	1320
Biomasă		23	26	38	96	99	118	126	127	128
Geotermală				0,05	0,05	0,05	0,05			
Total	17697	17832	19621	20034	21328	22256	21461	20928	20891	20162



În tabelul și în graficul de mai jos este prezentată evoluția producției și a consumului lunar și anual de energie electrică în perioada 2016-2018.

Luna	Producție brută [GWh]			Consum brut [GWh]			Consum net [GWh]		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Ianuarie	6.279	6.468	6.024	5.630	5.896	5.670	5.217	5.441	5.269
Februarie	5.167	5.462	5.822	4.971	5.177	5.313	4.626	4.812	4.937
Martie	5.156	5.778	6.106	5.135	5.204	5.769	4.788	4.847	5.375
Aprilie	4.756	5.134	5.043	4.571	4.771	4.677	4.268	4.455	4.359
Mai	4.500	4.771	4.748	4.546	4.736	4.769	4.295	4.442	4.514
Iunie	5.126	4.881	4.866	4.565	4.659	4.830	4.258	4.367	4.535
Iulie	5.627	4.983	5.400	4.862	4.914	4.969	4.533	4.596	4.650
August	5.270	4.889	5.353	4.627	4.938	4.993	4.262	4.621	4.693
Septembrie	4.846	4.757	4.860	4.565	4.677	4.719	4.284	4.392	4.452
Octombrie	5.526	5.197	5.203	5.087	5.101	5.056	4.742	4.767	4.770

Noiembrie	5.819	5.402	5.368	5.258	5.277	5.340	4.883	4.912	5.005
Decembrie	6.399	6.026	5.582	5.638	5.502	5.733	5.226	5.116	5.376
Total an	64.472	63.748	64.375	59.455	60.852	61.838	55.382	56.768	57.935



În anul 2018 au fost puse în funcțiune următoarele capacități de producție energie electrică noi:

Denumire investitor	Denumire centrala	Județul	Tip tehnologie	Puterea aprobată (MW)	Data PIF	Putere PIF conform emitenți (MW)	Putere aprobată posibil a mai fi pusă în funcțiune (MW)
EARTH TIME INVESTMENT SRL	Babadag	Tulcea	Eolian	3,627	01.03.2018	3,627	0
XAB PARK SRL	CEE Mahmudia	Tulcea	Eolian	1,372	15.06.2018		1,372
GRIGORE ADINA	Generator eolian de uz casnic	Constanta	Eolian	0,001759	2018		0,001759
OMV PETROM SA	Parc 3 Pordeanu	Timis	Cogenerare	2,246	19.03.2018	2,246	
SC GENERA AVANTE SRL	Satu Mare	Harghita	Biomasa	7,5	2018		7,5
PATT C.M	Centrală fotovoltaică de locuință	Timis	Fotovoltaic	0,0159	05.03.2018	0,0159	
NAIDIN C.C	Centrală fotovoltaică de locuință	Timis	Fotovoltaic	0,00736	04.08.2018	0,007	
TACHE ION	Lipanesti	Prahova	Fotovoltaic	0,008	13.03.2018	0,008	
OMV PETROM SA	Schela	Galati	Termo	1,86	26.01.2018	1,86	1,86
Total an 2018				16,6380		7,7639	10,7338

Situația capacităților de producție indisponibile pentru o perioadă mai mare de 6 luni pe parcursul anului 2018:

Denumire centrală	Tip tehnologie	Putere instalată [MW]	Putere indisponibilă [MW]	Perioada indisponibilitate	Tip indisponibilitate	Motivul indisponibilității
CET Bucuresti Sud – TA6	Gaz natural + Pacura	125	125	01.01.2018 00:00 - 31.12.2018 23:59	Planificat	Instalatie de ardere defecta.
CTE Iernut – TA2	Gaz	100	100	01.01.2018 00:00 - 31.12.2018 23:59	Planificat	Timp maxim de redare in exploatare.
CTE Iernut – TA3	Gaz	100	100	01.01.2018 00:00 - 31.12.2018 23:59	Planificat	Valoarea emisiilor de NOx nu se incadreaza in limitele prevazute de Legea 278/2013 privind emisiile industriale.
CTE Turceni – TA1	Carbune	330	330	01.01.2018 00:00 - 31.12.2018 23:59	Planificat	Conservare.
Total an 2018		655	655			

Conform estimărilor OTS din Planul de dezvoltare a RET pentru perioada 2018-2027, în anul 2018 era programată casarea de unități de producere de energie electrică având o capacitate totală de 590 MW.

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 2018-2027, 80 % din grupurile termoelectrice existente au durată de viață normată depășită. Au fost realizate lucrări de retehnologizare și/sau modernizare pentru grupurile 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.

În vederea încadrării în normele UE, Ministerul Administrației și Internelor a emis Ordinul nr. 859/2005, care implementează „Programul național de reducere a emisiilor de dioxid de sulf, oxid de azot și pulberilor provenite de la instalațiile mari de ardere”, conform căruia toate grupurile termoelectrice trebuie să se încadreze în cerințele de mediu impuse pentru a rămâne în funcțiune.

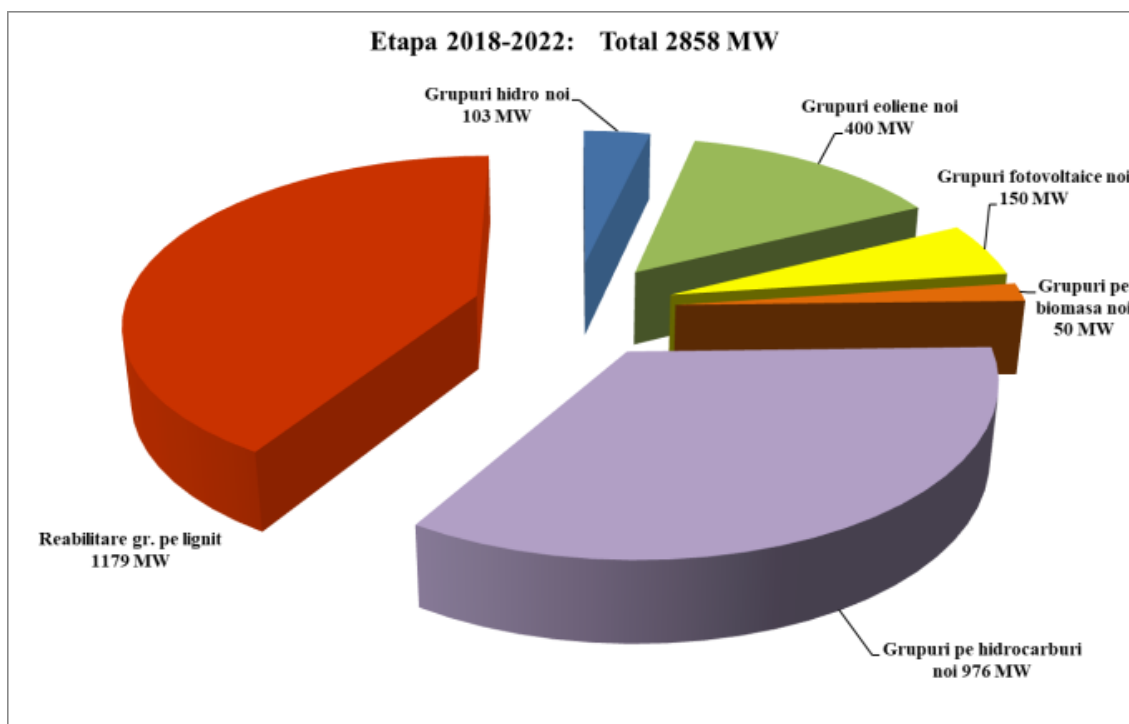
Astfel, pentru perioada 2018-2027, analiza dezvoltării rețelei a luat în considerare un Scenariu de Referință de evoluție a capacităților de generare, ce include un program de retrageri definitive din exploatare ale unor grupuri termoelectrice, la atingerea duratei de viață sau datorită neîncadrării în cerințele Uniunii Europene privind poluarea, totalizând 4996 MW putere netă disponibilă, dintre care 2714 MW până în 2022 inclusiv. În unele cazuri, casarea grupurilor este asociată cu intenția de înlocuire a acestora cu grupuri noi, mai performante, capacitățile noi trebuie să aibă o eficiență globală ridicată, să fie flexibile și să asigure

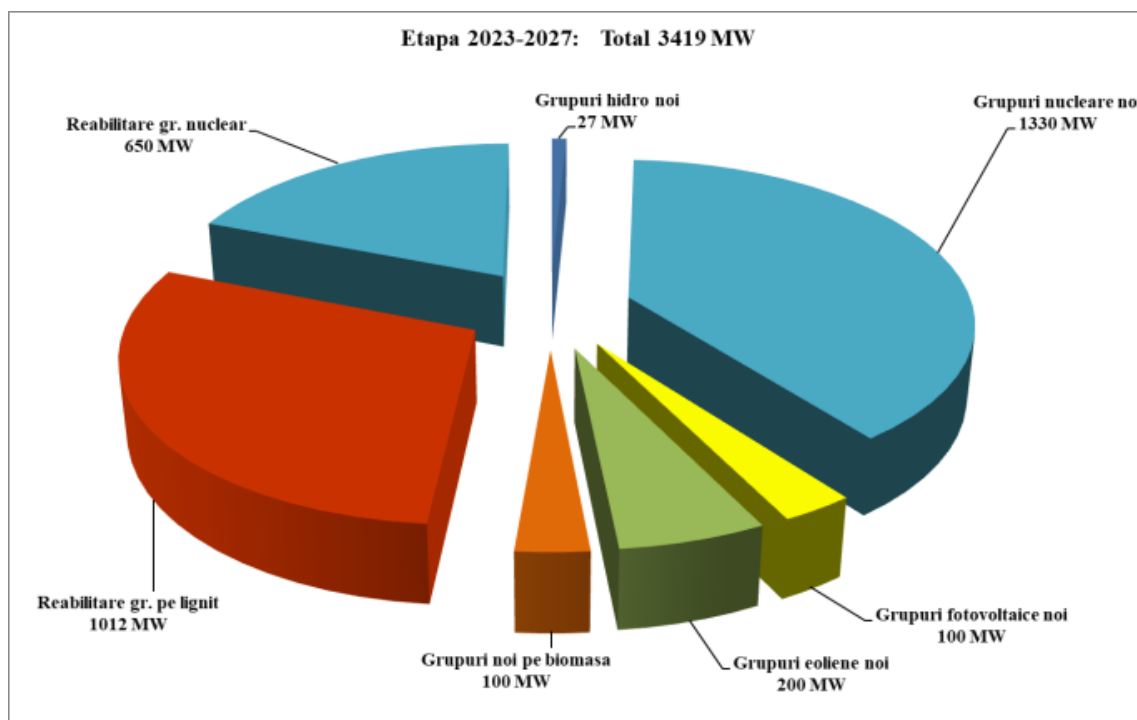
conformarea la condițiile impuse prin codul de rețea și reglementările conexe, la nivel european.

Conform acestui scenariu de dezvoltare, în aceeași perioadă vor fi repuse în funcționare, după reabilitare, patru grupuri de la Turceni, trei grupuri de la Rovinari, un grup la Craiova, și un grup nuclearelectric de la Cernavodă (oprit în rețehnologizare pentru prelungirea duratei de viață), însumând o putere netă disponibilă de 2841 MW.

În ceea ce privește intențiile de instalare de grupuri noi, conform informațiilor transmise de producătorii existenți, acestea însumează o putere netă disponibilă de circa 2306 MW, exclusiv proiectele bazate pe resurse regenerabile.

În figura următoare sunt evidențiate proiectele de reabilitare și grupuri noi, pentru etapele 2018-2022, respectiv 2023-2027, corespunzătoare scenariului de referință de evoluție a parcului de producere.



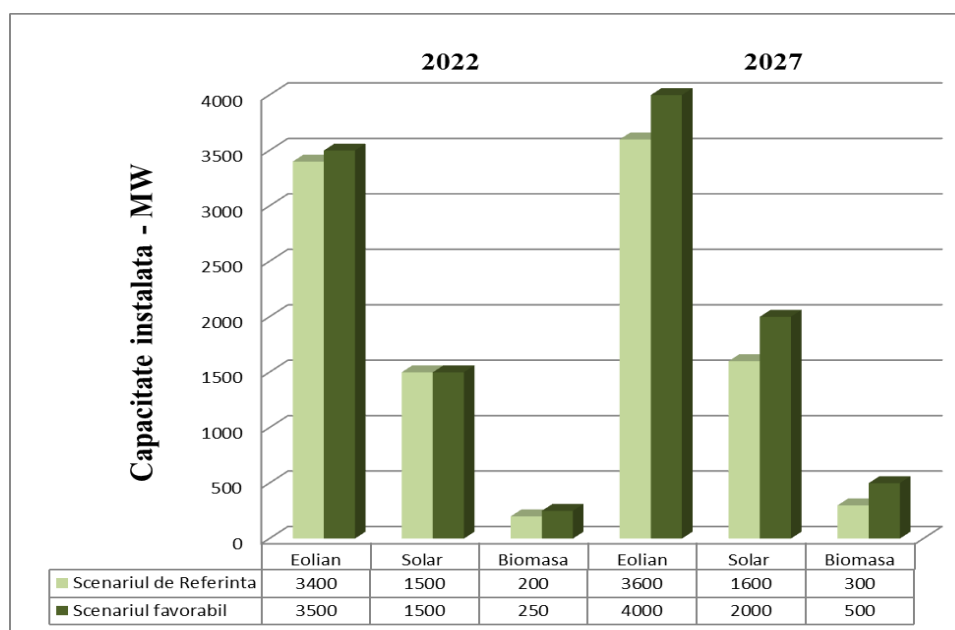


Proiectele de grupuri noi prevăzute în Planul de dezvoltare a RET 2018-2027 includ:

- finalizarea grupurilor nucleare 3 și 4 de la CNE Cernavodă, disponibile pentru orizontul 2027;
- grupuri noi pe gaze naturale (turbine cu gaze sau ciclu combinat, de condensatie (Compania Romgaz derulează un proiect de investiții într-o centrală pe gaze naturale cu ciclu combinat la Iernut, cu capacitate de 400 MW) sau cogenerare (București));
- finalizarea unor centrale hidroelectrice aflate în diferite stadii de execuție;
- alte grupuri noi din surse regenerabile intermitente: eoliene, solare (fotovoltaice);
- alte grupuri noi din surse regenerabile 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 Lăpușești, cu 4 grupuri de 250 MW fiecare.

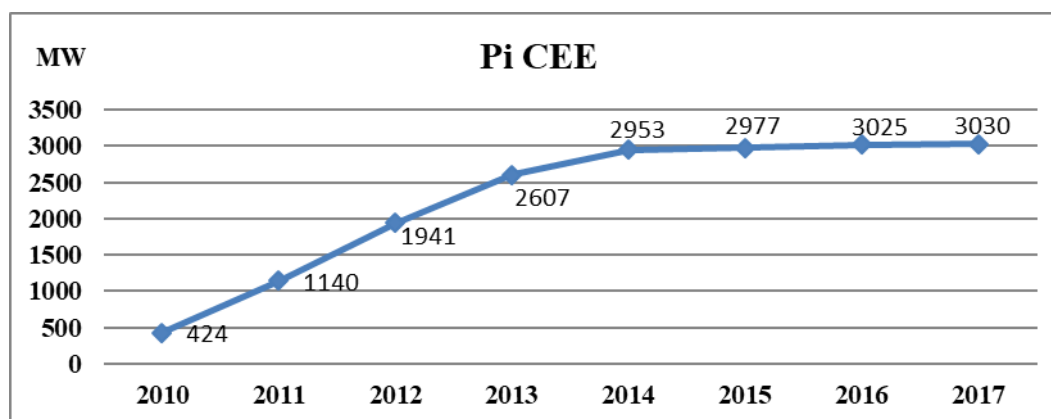
ANRE apreciază anumite ipoteze ca fiind mult prea optimiste, deoarece nu este posibilă punerea în funcțiune, de exemplu, a grupurilor 3 și 4 de la Cernavodă având în vedere că încă nu au fost demarate activități concrete pentru realizarea acestor investiții.

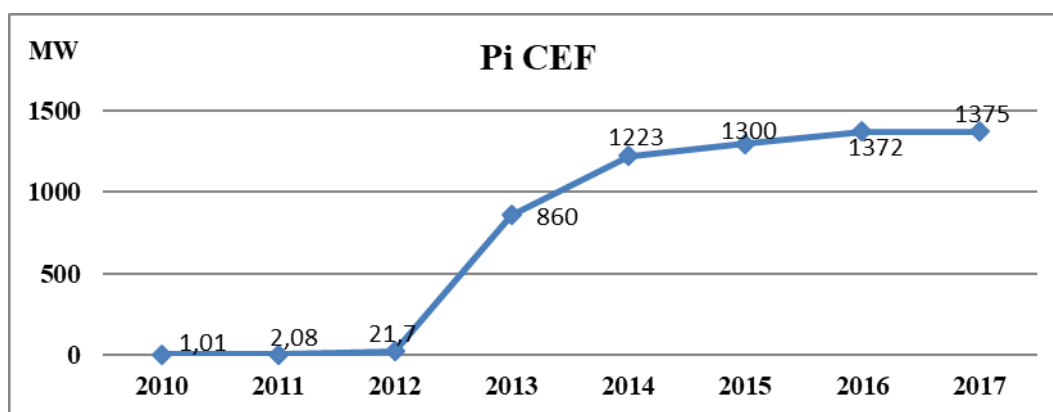
Suplimentar față de *Scenariul de Referință* de evoluție a capacităților de producere, s-a analizat și un *Scenariu favorabil („verde”)*, caracterizat prin condiții economice și financiare favorabile implementării politicilor energetice promovate la nivelul UE (integrarea surselor regenerabile, creșterea eficienței energetice, reducerea emisiilor de CO₂, dezvoltarea soluțiilor de tip Smart Grid și integrarea în rețele a capacităților de stocare a energiei), specific scenariului favorabil de evoluție a consumului. În figura de mai jos este prezentată prognoza evoluției capacității de producere a energiei electrice din surse regenerabile, pe tip de sursă de producere, conform celor două scenarii considerate:



Un element caracteristic al ultimilor ani în privința evoluției capacităților de producție energie electrică a fost definit de interesul mare pentru punerea în valoare a resurselor regenerabile de energie: biomasă, energia hidroelectrică, energia solară și energia eoliană, prin aplicarea prevederilor actelor normative referitoare la schemele de sprijin pentru promovarea energiei din surse regenerabile și a cogenerării de înaltă eficiență.

Graficele de mai jos ilustrează evoluția punerii în funcțiune a capacităților de producere eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) în perioada 2010 – 2017.





Întrucât accesul la schema de sprijin actuală pe bază de certificate verzi s-a încheiat la 31 decembrie 2016, se poate estima că investiții noi în capacități eoliene, fotovoltaice, microhidrocentrale sau pe bază de biomasă pot avea loc într-un ritm mai lent în perioada 2018-2027, considerând că noi capacități de producție pot fi puse în funcțiune în special pe bază de co-finanțare din fonduri structurale europene. Prin urmare, pentru perioada 2018 – 2027 se estimează o rată de creștere a capacităților instalate pe bază de SRE mai mică decât în perioada 2010-2017.

4. Piața gazelor naturale

4.1. Aspecte privind reglementarea activităților de rețea

4.1.1. 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 2018, pe piața gazelor naturale din România, dețineau licență de distribuție **35 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 (pentru activitățile de distribuție și furnizare respectiv pentru activitățile de înmagazinare și transport). 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 S.A. 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 S.A. este asociat unic. SNGN Romgaz S.A. – 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.

4.1.2. Funcționare tehnică

Servicii de echilibrare

În anul 2017 a fost înființat un grup de lucru format din reprezentanți ai Comisiei Europene, ACER, ENTSOG, ANRE și SNTGN TRANSGAZ S.A., având drept obiectiv evaluarea gradului de implementare a reglementărilor europene pe piața gazelor naturale din România, de a face recomandări în ceea ce privește reglementarea și implementarea unui sistem de intrare/ieșire complet funcțional și aliniat cadrului de reglementare european și de a coordona procesul de implementare a acestuia. Acest grup de lucru a elaborat *„Documentul de concept pentru dezvoltarea unui sistem entry/exit pe piața de gaze naturale din România și implementarea codurilor de rețea europene”*.

Documentul de concept a fost implementat prin aprobarea **Ordinului ANRE nr. 167/2018 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale**, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013, care a intrat în vigoare la data de 19 septembrie 2018.

Principalele modificări aduse Codului rețelei prin acest ordin au avut în vedere:

- corelarea prevederilor Codului rețelei cu cele ale *Regulamentelor (UE) nr. 312/2014 și 715/2009*;
- implementarea unui sistem intrare/ieșire complet funcțional și aliniat cadrului de reglementare european, utilizatorii de rețea având posibilitatea de a rezerva independent, capacitatea pe puncte de intrare în Sistemul național de transport (SNT) și pe puncte de ieșire din SNT, în scopul consolidării concurenței prin crearea de piețe angro lichide de gaze naturale;
- posibilitatea ca punctul virtual de tranzacționare (PVT) să permită efectuarea transferurilor bilaterale privind proprietatea gazelor naturale în mod independent de localizarea acestora în SNT;
- stabilirea unor noi reguli referitoare la desfășurarea proceselor comerciale și operaționale în diferitele puncte de intrare/ieșire în/din SNT;
- introducerea contului de echilibrare operațională (OBA) între operatorul de transport și de sistem și producătorii de gaze naturale, precum și între operatorul de transport și de sistem și operatorii depozitelor de înmagazinare subterană;
- s-a introdus mecanismul de stimulare al OTS, în conformitate cu prevederile art. 11 din *Regulamentul (UE) nr. 312/2014*. Mecanismul presupune implicarea activă a OTS în tranzacționarea produselor standardizate pe termen scurt și remunerarea sau penalizarea după caz, a acestuia, funcție de performanța obținută în urma activității de echilibrare a SNT;
- rezervarea în mod direct a capacității de către fiecare utilizator al rețelei (UR) pe punctele virtuale de ieșire spre sistemele de distribuție, astfel încât să se asigure necesarul de consum al clienților din portofoliul UR;
- având în vedere lichiditatea scăzută a platformelor PZU și intra-day, precum și pericolul înregistrării unor dezechilibre mari care să ducă la creșteri nejustificate a prețurilor la clienții finali, a fost introdus conceptul de “Piața de echilibrare a gazelor naturale”;
- au fost aduse o serie de modificări principiilor de alocare și anume: alocarea finală stabilită la sfârșitul lunii de livrare va fi egală cu suma alocărilor zilnice la care se vor adăuga doar eventualele corecții aduse în cazul defectării sistemelor de măsurare. Diferențele dintre nivelurile volumelor lunare măsurate, respectiv valorile energiei lunare a gazelor naturale și alocarea lunară finală se determină în conformitate cu *Metodologia de regularizare a diferențelor dintre alocări și cantitățile de gaze naturale efectiv măsurate* elaborată de ANRE;
- stabilirea principiilor pieței principale și ale pieței secundare de capacitate precum și modalitățile de tranzacționare ale capacităților pe aceste piețe;
- s-a introdus posibilitatea clientului final de a participa la tranzacțiile cu gaze naturale în vederea echilibrării consumului propriu.

Alte modificări ale cadrului legislativ au avut în vedere:

- stimularea tranzacționării de produse standardizate pe termen scurt în cadrul piețelor centralizate din România atât la nivelul UR – pentru echilibrarea comercială a propriilor portofolii surse-consumuri, cât și la nivelul OTS – pentru echilibrarea fizică a SNT în conformitate cu prevederile *Regulamentului (UE) nr. 312/2014 al Comisiei*

din 26 martie 2014 de stabilire a unui cod de rețea privind echilibrarea rețelelor de transport de gaz

- desemnarea responsabilului cu prognoza în cadrul zonei de echilibrare a sistemului național de transport și alegerea unuia dintre modele de informare definite în cadrul Regulamentului (UE) nr. 312/2014
- modificarea calendarului de rezervare a capacității oferite de SNTGN TRANSGAZ S.A. în conformitate cu calendarul ENTSO-G.

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 SNTGN 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 2011-2018.

	um	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Gaze naturale transportate inclusiv cele destinate înmagazinării subterane (fără transport internațional gaze naturale)	mld. mc	15,48	14,94	13,70	13,08	12,38	12,20	12,97	13,07
Gaze naturale transportate pentru consumul intern	mld. mc	12,82	12,27	11,26	11,88	12,29	12,07	12,87	12,99

Volumul total de gaze naturale transportate a crescut față de anul 2017 cu 0,1 miliarde metri cubi, în principal datorită creșterii obligației privind stocul minim constituit în depozitele de înmagazinare subterană, cerință care are ca principal scop asigurarea securității în alimentarea consumatorilor pe parcursul sezonului rece.

Transportul gazelor naturale este asigurat prin conducte magistrale și racorduri de alimentare, în lungime totală de peste 13.381 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 Sistemului Național de Transport (SNT) al gazelor naturale sunt prezentate în tabelul următor :

Principalele componente ale SNT al gazelor naturale la 31.12.2018:

- 13.381 km conducte magistrale de transport și racorduri de alimentare gaze naturale, din care 553 km conducte de tranzit
- 1.130 de stații de reglare măsurare gaze naturale, pe 1.237 direcții de măsurare
- 58 de stații de comandă vane (SCV, NT);

- 5 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);
- 1.039 de stații de protecție catodică (SPC);
- 902 de stații de odorizare gaze (SOG).

Situația duratei de funcționare a componentelor SNT, aflate în uz la data de **31.12.2018**, este prezentată în tabelul următor:

Durata de funcționare	Conducte de transport la 31.12.2018 (km.)	Racorduri de alimentare la 31.12.2018 (km.)	Număr stații de reglare măsurare (SRM) la 31.12.2018	Număr de stații de reglare măsurare amplasate pe conductele de tranzit gaze (SMG) la 31.12.2018	Număr stații de reglare măsurare a gazelor din import (SMG) la 31.12.2018	Număr stații de protecție catodică (SPC) la 31.12.2018	Număr stații de comanda vane (SCV-NT) la 31.12.2018	Număr stații de comprimare gaze (SCG) la 31.12.2018
≥ 40 ani	6628	338	144	2	0	70	14	1
între 30 și 40 ani	1768	161	65	0	0	26	2	1
între 20 și 30 ani	818	273	191	2	2	36	1	0
între 10 și 20 ani	1590	850	570	2	0	431	12	0
între 5 și 10 ani	522	143	212	0	1	425	5	0
≤ 5 ani	260	29	55	0	2	51	24	1
TOTAL	11586	1794	1237	6	5	1039	58	3

Modificările survenite față de anul precedent sunt evidențiate în următorul centralizator :

Nr. crt.	Denumire obiectiv/ componenta SNT	U.M.	Total la data de 31.12.2017	Realizări în anul 2018	Total la data de 31.12.2018	Modificarea fata de anul 2017 (%)
1	Conducte magistrale de transport, exceptând tranzitul	km	11009	24	11033	0,22
2	Conducte de tranzit	km	553	0	553	0
3	Racorduri de alimentare	km	1788	7	1795	0,39
4	Stații de reglare-măsurare gaze / direcții	buc	1233	4	1237	0,32
5	Stații de măsurare gaze amplasate pe conductele de tranzit (SMG)	buc	6	0	6	0
6	Stații de măsurare gaze – import	buc	6	-1	5	-16,67
7	Stații de protecție catodică (SPC)	buc	1042	-3	1039	-0,29
8	Stații de comandă vane (SCV-NT)	buc	58	0	58	0
9	Stații de comprimare gaze (SCG)	buc	3	0	3	0
10	Stații de odorizare gaze (SOG)	buc	872	30	902	3,44

În concluzie, în anul 2018:

- Sistemul național de transport a înregistrat o ușoară creștere, de 0,22%, prin realizarea a 24 km de extinderi de conducte și 7 km de racorduri;

- Au fost deschise 4 noi direcții de măsurare, prin intermediul stațiilor de reglare-măsurare aferente;
- S-au pus în funcțiune 30 de noi stații de odorizare care să ajute la îndeplinirea parametrilor de calitate prevăzuți în standard pentru gazul natural;
- A fost suspendată activitatea unei stații de măsurare aflată pe una din conductele de import, fără însă ca acest lucru să afecteze în vreun fel funcționarea sistemului național de transport.

Starea tehnică a sistemelor de distribuție a gazelor naturale

Cei 35 de operatori de distribuție a gazelor naturale, titulari ai licenței acordate de ANRE, dețin la data de 31.12.2018 conducte de distribuție a gazelor naturale și racorduri aferente acestora în lungime totală de peste 51.015 km. Dintre acestea, o pondere de 59,84% din total sunt rețele din polietilenă, care au cunoscut o dezvoltare accentuată în ultimii 20 de ani.

În tabelul următor se prezintă situația duratei de funcționare a conductelor și racordurilor sistemelor de distribuție a gazelor naturale, din polietilenă (PE) și oțel (OL), la sfârșitul anului 2018.

Vechime rețea	Lungime obiective OL	Lungime obiective PE	Total lungime obiective	
			(km)	(%)
(ani)	(km)	(km)	(km)	(%)
≥40	1648	0	1648	3,23
[30;40)	2085	0	2085	4,09
[20;30)	11381	224	11605	22,75
[10;20)	4913	15456	20369	39,93
<10	460	14848	15308	30,01
Total	20487	30528	51015	100

Astfel, din totalul de 51.015 km reprezentând lungimea rețelelor sistemului de distribuție la nivel național, o pondere de 30% au o vechime mai mică de 10 ani, 39,93% au o vechime cuprinsă între 10 și 20 de ani și doar 7,32% au 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, este prezentată în tabelul următor:

Vechime rețea (ani)	Procent OL (%)	Procent PE (%)
≥40	3,23	0
[30;40)	4,09	0
[20;30)	22,31	0,44
[10;20)	9,63	30,30
<10	0,90	29,11
Pondere din total (%)	40,16	59,84

Tabelul și graficul de mai jos prezintă dinamica dezvoltării rețelei de distribuție a gazelor naturale în ultimii 2 de ani, în funcție de vechimea acesteia.

Vechime retea (ani)	În anul 2017 (%)	În anul 2018 (%)
≥40	3,29	3,23
[30;40)	4,04	4,09
[20;30)	20,68	22,75
[10;20)	40,49	39,93
<10	31,50	30,01

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 modificarea și completarea Legii energiei electrice nr. 13/2007 și Legii gazelor nr. 351/2004, 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 prevede faptul că raportarea indicatorilor prevăzuți în acest standard, aferenți anului gazier 2017-2018, trebuie să fie transmisă de operatorul de transport și de sistem (OTS) până la data de 1 decembrie 2018.

Pentru respectarea prevederilor standardului pentru serviciul de transport al gazelor naturale, OTS a raportat următoarele:

- evidența limitărilor și/sau a întreruperilor planificate și neplanificate;
- evidența solicitărilor privind accesul, respectiv racordarea la sistem;
- indicatorii de performanță a serviciului de transport, determinați conform prevederilor standardului;
- bilanțul compensațiilor plătite pentru depășirea indicatorilor de performanță specifici;
- numărul total al cererilor privind accesul, respectiv racordarea și durata medie de procesare a acestora;
- numărul total al reclamațiilor, sesizărilor și al solicitărilor primite, defalcate pe fiecare indicator specific de performanță și durata medie de procesare a acestora;
- monitorizarea anuală a gradului de satisfacție a solicitanților și a utilizatorilor sistemului;

Pentru anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, OTS a raportat următorii indicatori de performanță.

Nr. crt.	Indicator general de performanță	Indicator specific de performanță	Condiția de realizare a performanței în %	Grad de îndeplinire a condiției de performanță %
1.	IP ₀	IP ₀ ¹	90	97,15
2.	IP ₁	IP ₁ ¹	95	100
		IP ₁ ²	95	100

		IP ₁ ³	95	99,38
		IP ₁ ⁴	95	-
		IP ₁ ⁵	95	-
3.	IP ₂	IP ₂ ¹	95	100
		IP ₂ ²	95	-
4.	IP ₃	IP ₃ ¹	95	100
		IP ₃ ²	95	100
		IP ₃ ³	95	100
		IP ₃ ⁴	95	100
5.	IP ₄	IP ₄ ¹	95	-
6.	IP ₅	IP ₅ ¹	98	99,61
		IP ₅ ²	98	100
7.	IP ₆	IP ₆ ¹	98	100
		IP ₆ ²	98	100
8.	IP ₇	IP ₇ ¹	80	97,27
9.	IP ₈	IP ₈ ¹	98	100
		IP ₈ ²	98	-
10.	IP ₉	IP ₉ ¹	90	-

Astfel, indicatorii de performanță pentru serviciul de transport și de sistem se referă la:

- înregistrarea și soluționarea solicitărilor/sesizărilor/reclamațiilor utilizatorilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale;
- accesul la sistemul de transport al gazelor naturale;
- racordarea la sistemul de transport al gazelor naturale;

- refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de lucrări la infrastructura sistemului de transport al gazelor naturale;
- respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale;
- limitarea/întreruperea prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale.

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.

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 pus la dispoziția solicitanților o aplicație informatică pentru înregistrarea solicitărilor /sesizărilor /reclamațiilor privind serviciul de transport și de sistem al gazelor naturale. Astfel, toate cele 709 solicitări/sesizări/reclamații primite au fost gestionate separat, prin intermediul acestei aplicații. Cu toate acestea, unui număr de 20 cereri nu s-a răspuns în termenul de 2 zile lucrătoare prevăzut în standard, ceea ce a condus la o valoare de 97,15% pentru indicatorul IP₀.

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

Indicatorul general de performanță IP₁ este compus din cinci indicatori specifici de performanță (IP₁¹, IP₁², IP₁³, IP₁⁴, IP₁⁵), care se referă la:

- IP₁¹ - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator al ST, cu privire la nerespectarea parametrilor tehnologici conveniți aferenți punctelor de predare-preluare, în termen de maximum 10 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- IP₁² - obligația OTS de a verifica parametrii tehnologici conveniți, în termen de maximum 24 de ore de la data înregistrării sesizării/reclamației;
- IP₁³ - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator al ST, cu privire la calitatea gazelor naturale în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- IP₁⁴ - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui utilizator ST, cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- IP₁⁵ - 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 un număr total de 324 sesizări/reclamații cu privire la respectarea condițiilor de predare-preluare a gazelor naturale, defalcate după cum urmează:

- pentru indicatorul IP₁¹ s-a primit o singură sesizare, căreia i s-a răspuns în termenul prevăzut pentru acest indicator (procentul de îndeplinire = 100%);
- pentru indicatorul IP₁² s-a primit o singură sesizare, căreia i s-a răspuns în termenul prevăzut pentru acest indicator (procentul de îndeplinire = 100%);
- pentru indicatorul IP₁³ s-au primit 322 sesizări și reclamații, dintre care unui număr de 320 li s-a răspuns în termenul aferent acestui indicator. Astfel, IP₁³ a fost îndeplinit în procent de 99,38%.
- pentru indicatorii specifici de performanță IP₁⁴ și IP₁⁵ nu s-au înregistrat solicitări, sesizări sau reclamații.

3. IP₂ – Accesul la ST

Indicatorul general de performanță IP₂ este format din doi indicatori specifici de performanță (IP₂¹, IP₂²), care se referă la:

- IP₂¹ - obligația OTS de a răspunde cererii scrise a oricărui solicitant sau utilizator ST în termen de 30 zile de la data înregistrării acesteia; răspunsul fiind, după caz, acordul sau refuzul de acces la ST;
- IP₂² - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise, ale oricărui solicitant sau utilizator ST, cu privire la accesul la ST, în termen de maximum 15 zile de la data înregistrării acestora;

În anul gazier 01.10.2017 - 30.09.2018, s-au înregistrat 32 de cereri de acces la SNT, la care s-a răspuns în termenul legal de 30 de zile, așa cum e prevăzut la indicatorul IP₂¹. Ca urmare acest indicator a fost îndeplinit 100%. Durata medie de procesare a celor 32 de cereri de acces la ST a fost de 14,03 zile.

Nu au fost înregistrate sesizări/reclamații scrise ale solicitanților sau utilizatorilor cu privire la accesul la SNT.

4. IP₃ – Racordarea la ST

Indicatorul general de performanță IP₃ este format din patru indicatori specifici de performanță (IP₃¹, IP₃², IP₃³, IP₃⁴), care se referă la:

- IP₃¹ - obligația OTS de a răspunde la cererea scrisă a oricărui solicitant sau utilizator ST în termen de 30 de zile de la data înregistrării acesteia;
- IP₃² - obligația OTS de a răspunde la sesizările/reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator ST, cu privire la racordarea la ST, în cel mult 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;
- IP₃³ - 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 ST sau a modificării/reampasării uneia existente;
- IP₃⁴ - obligația OTS de a răspunde la sesizările/ reclamațiile scrise ale oricărui solicitant sau utilizator ST, cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare la ST, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora;

În anul gazier 01.10.2017-30.09.2018 s-au înregistrat 10 cereri de racordare la SNT. Pentru toate cele 10 cereri de racordare termenul legal de 30 de zile a fost respectat, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului specific de performanță IP₃¹ în procent de 100%. Durata medie de procesare obținută pentru cele 10 cereri de racordare la SNT a fost de 29,70 zile, respectându-se astfel termenul legal de 30 de zile.

Totodată, s-au înregistrat 2 sesizări sau reclamații cu privire la racordarea la ST, cărora li s-a răspuns în termenul legal de 15 zile, ceea ce a condus la îndeplinirea indicatorului specific de performanță IP₃² cu 100%.

Conform indicatorului specific de performanță IP₃³ aferent obligației OTS prevăzute la art. 29 din standard care dispune că „pentru realizarea unei noi instalații de racordare la ST 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 SNTGN TRANSGAZ S.A. s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, toate fiind realizate în termen; astfel, acest indicator a fost îndeplinit în proporție de 100%. Față de anul gazier precedent, când niciun racord nu a fost pus în funcțiune cu respectarea

termenului prevăzut în standard, evoluția este una majoră, ceea ce denotă o îmbunătățire semnificativă a procedurilor care țin în general de execuția lucrărilor efectuate de OTS.

Au existat 2 sesizări sau reclamații privind proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalațiilor de racordare, dintre care una i s-a răspuns în termenul legal de 15 zile, iar una a fost clasată; astfel, indicatorul IP₃⁴ a fost îndeplinit în procent de 100%.

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

Pentru indicatorul general de performanță IP₄ - „Refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele ST”, nu au existat sesizări sau reclamații.

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

În anul gazier 01.10.2017-30.09.2018 au existat 1035 utilizatori afectați de limitarea și/sau întreruperea neplanificată a prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale, dintre care au fost notificați în mai puțin de 6 ore 1031 utilizatori, ceea ce a determinat o valoare a indicatorului specific de performanță IP₅¹ de 99,61%. Prin comparație cu anul gazier trecut, evoluția acestui indicator este una relevantă, de 21,45% - ceea ce relevă faptul că OTS a luat măsurile necesare pentru îmbunătățirea lui, astfel încât să respecte valoarea minimă prevăzută în standard.

De asemenea, au existat 13 utilizatori afectați pentru o perioadă mai mare de 24 de ore de întreruperea neplanificată a alimentării cu gaze naturale, toți fiind notificați în conformitate cu prevederile contractuale și cu termenele specificate în standard; astfel indicatorul IP₅² a fost îndeplinit în procent de 100%. Evoluția în acest caz, față de raportarea precedentă, este una și mai semnificativă (+100%), ceea ce evidențiază faptul că OTS a întreprins toate demersurile în vederea îndeplinirii în totalitate a cerinței aferente acestui indicator.

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 ale prestării serviciului de transport și de sistem al gazelor naturale au existat 7 utilizatori afectați; toți au fost notificați în scris conform standardului, cu 5 zile lucrătoare anterior limitării/întreruperii, ceea ce determină o valoare a indicatorului specific de performanță IP₆¹ de 100%. Remarcăm faptul că OTS a îmbunătățit total măsurile luate în direcția notificării clienților afectați, creșterea înregistrată, prin comparație cu anul gazier precedent, fiind de 89,50%.

Pentru cei 7 utilizatori afectați 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 IP₆² de 100 %. Și în această situație se evidențiază faptul că OTS a crescut calitatea serviciului oferit clienților, evoluția indicatorului față de anul gazier precedent, fiind de 21,88%.

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 singur indicator specific de performanță, IP₇¹, 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 IP₇¹ s-a înregistrat un număr de 330 solicitări/sesizări/reclamații, din care 321 au primit răspuns în termenul legal de 30 de zile.

Pentru cele 9 solicitări/sesizări/reclamații cărora nu li 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, indicatorului IP₇¹ a înregistrat valoarea de 97,27 %. Chiar și în aceste condiții se evidențiază creșterea cu 20,88% față de anul gazier precedent, evoluție care indică o îmbunătățire semnificativă a calității serviciului oferit de OTS tuturor clienților.

Durata medie de procesare a celor 330 de solicitări/sesizări/reclamații este de 7,82 de zile, cu circa 20 de zile mai mică față de cea similară a anului trecut – fapt ce denotă atenția crescută acordată de către operator în direcția reducerii timpului de răspuns.

9. IP₈ – Indicator general de performanță pentru Tel Verde.

Indicatorul general de performanță IP₈ este compus din doi indicatori specifici de performanță (IP₈¹, IP₈²), care se referă la:

- IP₈¹ - 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;
- IP₈² - 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 IP₈¹ s-a înregistrat un număr total de 182 apeluri de urgență, toate având timpul de așteptare mai mic sau egal cu 60 de secunde. Astfel, indicatorul specific de performanță IP₈¹ a fost îndeplinit 100%.

Pentru indicatorul IP₈² nu au fost înregistrate apeluri de urgență referitoare la scăpări de gaze naturale, astfel că nu a fost necesară deplasarea pe teren a echipelor de intervenție.

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 01.10.2017 – 30.09.2018, SNTGN TRANSGAZ S.A. nu a înregistrat nicio cerere privind plata compensațiilor. Astfel, pentru fiecare indicator specific de performanță, quantumul 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 SNTGN TRANSGAZ S.A. pentru anul gazier 01.10.2017 - 30.09.2018, pe baza chestionarelor completate de către aceștia.

Centralizarea chestionarelor primite de la cei 14 respondenți a condus la înregistrarea unui nivel general al satisfacției de 7,70 (pe o scară de la 1 la 10) în anul gazier 2017-2018, față de 7,56 în perioada 01.10.2016-30.09.2017, ceea ce indică faptul că serviciile oferite de OTS s-au îmbunătățit mulțumită planului de măsuri corective dezvoltat în ultimii ani, care include printre altele:

- identificarea unei modalități de implementare a sugestiilor sesizate, după analizarea acestora;
- monitorizarea modului de rezolvare a reclamațiilor;
- analizarea Raportului de evaluare clienți în Analiza de management al Sistemului de Management Integrat Calitate-Mediu-Protecție și Securitate (SMI CMSSO) și identificarea potențialului de îmbunătățire a procesului.

Modificările indicatorilor specifici de performanță, prin comparație cu anul gazier precedent, sunt evidențiate în tabelul următor:

Indicatorul specific de performanță	Valoarea de referință a indicatorului (%)	Anul gazier 2016-2017 (%)	Anul gazier 2017-2018 (%)	Evoluția (%)
IP ₀ ¹	90	---	97,15	---
IP ₁ ¹	95	---	100	---
IP ₁ ²	95	---	100	---
IP ₁ ³	95	---	99,38	---
IP ₁ ⁴	95	100	---	---
IP ₁ ⁵	95	100	---	---
IP ₂ ¹	95	100	100	0
IP ₂ ²	95	---	---	---
IP ₃ ¹	95	100	100	0
IP ₃ ²	95	---	100	---
IP ₃ ³	95	0	100	+100
IP ₃ ⁴	95	---	100	---
IP ₄ ¹	95	100	---	---
IP ₅ ¹	98	78,16	99,61	+21,45
IP ₅ ²	98	0	100	+100
IP ₆ ¹	98	10,50	100	+89,50
IP ₆ ²	98	78,12	100	+21,88
IP ₇ ¹	80	76,39	97,27	+20,88
IP ₈ ¹	98	100	100	0
IP ₈ ²	98	100	---	---
IP ₉ ¹	90	---	---	---

NOTĂ: Rubricile marcate cu (---) sunt cele pentru care indicatorii nu au putut fi calculați (exemplu: nu au existat solicitări sau sesizări pe baza cărora se determină respectivul indicator).

Ca observație generală se poate remarca faptul că **toți indicatorii** aferenți anului gazier 2017-2018 au valori mai mari de 97% și că gradul lor de îndeplinire din punct de vedere al încadrării în pragurile minime prevăzute în standard este de 100%. Prin comparație cu perioada 01.10.2016-30.09.2017, se evidențiază îmbunătățirea unor indicatori de performanță cu valori cuprinse între 20% și 100%, ceea ce reprezintă o evoluție semnificativă a calității serviciilor oferite de SNTGN TRANSGAZ S.A.

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, modificat și completat prin Ordinele ANRE nr. 42/2018 și 97/2018.

Indicatorii de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem se referă la:

- înregistrarea și soluționarea sesizărilor/reclamațiilor/solicitărilor utilizatorilor privind serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale;
- contractarea serviciului de distribuție a gazelor naturale;
- respectarea serviciilor de predare-preluare a gazelor naturale;
- accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale (doar pentru perioada 01.10.2017-28.05.2018);
- racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale;
- refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele sistemului de distribuție a gazelor naturale;
- limitarea/întreruperea prestării serviciului de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

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.

1. IP₀ – Indicator general de performanță pentru înregistrarea sesizărilor/reclamațiilor / solicitărilor privind serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-a înregistrat un număr total de 398.743 sesizări/reclamații/solicitări primite, dintre care 58.376 au transmise prin poștă, on-line, prin fax sau prin e-mail. Pentru acestea din urmă, operatorii au obligația de a trimite solicitantului numărul de înregistrare în termen de maxim 2 zile lucrătoare. Toți cei 23 de operatori care au primit sesizări/reclamații/solicitări prin modalitățile mai sus descrise au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₀¹, înregistrând o valoare medie a acestuia de 93,39%. Pe de altă parte, 13 operatori au înregistrat doar cereri depuse la biroul specializat, pentru care solicitanții au primit pe loc un număr de înregistrare.

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 – indicator ce a fost modificat odată cu intrarea în vigoare a Ordinului ANRE cu nr. 97/2018;
- asigurarea presiunii gazelor naturale;
- asigurarea calității gazelor naturale;
- măsurarea gazelor naturale.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale:

- s-a înregistrat un număr de 5.197 solicitări primite în vederea contractării serviciului de distribuție a gazelor naturale; din raportările transmise de către operatorii sistemelor de distribuție, reiese următoarea situație: 28 dintre ei au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_1^1 , unul nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_1^1 , iar 7 dintre ei nu au primit solicitări în vederea contractării serviciului de distribuție a gazelor naturale. Astfel, rezultatul general obținut pentru acest indicator este de 99,33%.
- s-a înregistrat un număr de 656 sesizări/reclamații referitoare la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale; din informațiile pe care operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale le-au pus la dispoziție a rezultat faptul că 11 dintre ei au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_1^2 , media generală la nivelul țării fiind de 98,02%, iar 25 nu au primit sesizări/reclamații referitoare la nerespectarea valorii presiunii gazelor naturale.
- s-a înregistrat un număr de 57 de reclamații/sesizări referitoare la calitatea gazelor naturale; cei 5 operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale care au primit asemenea solicitări au înregistrat o valoare medie pentru performanța indicatorului IP_1^3 de 98,25%, îndeplinind astfel condiția prevăzută în standard; pe de altă parte, 31 dintre ei nu au primit reclamații/sesizări referitoare la calitatea gazelor naturale.
- s-a înregistrat un număr de 2.606 de sesizări/reclamații cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale; din raportările primite de la cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 10 dintre ei au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_1^4 , unul singur nu a îndeplinit procentul minim de 95% prevăzut în standard și 25 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la măsurarea cantităților de gaze naturale. Astfel, media generală la nivelul întregii țări este de 95,16%.

3. IP_2 – Indicator general de performanță pentru accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale

Indicatorul general de performanță IP_2 „Accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale” este format din doi indicatori specifici de performanță și s-a calculat pentru perioada 01.10.2017-28.05.2018, dată la care acesta a fost eliminat, odată cu intrarea în vigoare a Ordinului ANRE nr. 97/2018.

În perioada menționată, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-au înregistrat:

- un număr de 245.394 cereri de acces la SD; 31 dintre operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_2^1 , unul nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_2^1 , iar 4 dintre ei nu au primit cereri privind accesul la sistemul de distribuție a gazelor naturale. Explicația operatorului care nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP_2^1 a fost volumul foarte mare de cereri primite comparativ cu aceeași perioadă a anului trecut, coroborat cu transmiterea cu întârziere de către solicitanți a completărilor de documente. Media generală la nivelul întregii țări a fost de 96,51%, superioară valorii minime prevăzute în standard (95%).

- un număr de 358 de sesizări/reclamații cu privire la accesul la SD; 6 operatori ai sistemelor de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_2^2 , unul singur nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_2^2 , iar 30 dintre ei nu au primit sesizări/reclamații cu privire la accesul la SD. Motivul expus de operatorul care nu a îndeplinit pragul minim de 95% aferent indicatorului IP_2^2 a fost acela al acoperirii teritoriale foarte mari, fapt ce a generat întârzieri între data primirii cererii, a procesării ei la sucursala locală și a transmiterii răspunsului final către client. Totuși, valoarea generală obținută pentru acest indicator a fost de 95,31%, superioară celei minime prevăzute în standard (95%).

4. IP₃ – Indicator general de performanță pentru racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale

Spre deosebire de anul precedent, indicatorul general de performanță IP₃ „Racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale” este format din opt indicatori specifici de performanță, odată cu completările aduse de Ordinul ANRE nr. 42/2018. Astfel, acest indicator se referă la:

- a) cererile de racordare la SD și sesizările/reclamațiile în acest sens;
- b) studiile tehnico-economice realizate;
- c) depunerea documentației pentru obținerea autorizației de construire;
- d) punerea în funcțiune a racordurilor și a SRM/SR/SM/PRM/PR/PM;
- e) realizarea și punerea în funcțiune a extinderilor și/sau a redimensionărilor obiectivelor/conductelor;

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale:

- s-a înregistrat un număr de 63.040 cereri de racordare la SD; 32 de operatori ai sistemelor de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₃¹ și 4 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₃¹, explicațiile date fiind volumul foarte mare de cereri concentrat într-o perioadă relativ scurtă de timp, precum și transmiterea cu întârziere de către solicitanți a completărilor cerute de către operatori. Întrucât doi dintre aceștia din urmă sunt cei mai mari și mai importanți la nivelul țării, media generală a fost afectată, obținându-se valoarea de 86,58%, inferioară pragului minim de 95% alocat în standard acestui indicator.
- s-a înregistrat un număr de 3.399 de studii tehnico-economice întocmite; din datele prezentate de operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale, a rezultat faptul că 19 dintre ei au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₃¹⁻¹ și 4 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₃¹⁻¹, explicația fiind concentrarea într-un interval mic de timp a unui număr mare de cereri primite, fapt ce a făcut imposibilă încadrarea în perioada prevăzută la acest indicator. Ceilalți 13 operatori economici nu au întocmit studii tehnico-economice, întrucât nu au înregistrat solicitări care să necesite acest fapt. Rezultatul global obținut pentru acest indicator este de 89,73%, situat sub procentul minim prevăzut în standard, de 95%.
- s-a înregistrat un număr de 698 de sesizări/reclamații cu privire la racordarea la SD; 11 operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃², 3 dintre ei nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului IP₃², iar 22 dintre ei nu au primit sesizări/reclamații cu privire la racordarea la SD. Calculând media generală la nivelul țării, obținem valoarea de 83,67%, inferioară celei minime prevăzute în standard (95%).
- s-a înregistrat un număr de 36.111 documentații DTAC depuse; din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale care au prezentat raportul anual, 23 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃³, 12 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃³, iar unul singur nu a avut documentații DTAC. Nici în acest caz nu s-a atins pragul minim din standard, valoarea indicatorului stabilindu-se la 83,30%.
- s-a înregistrat un număr de 35.622 de racorduri și/sau stații/posturi de reglare/reglare-măsurare puse în funcțiune; 27 dintre operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃⁴, iar 9 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₃⁴. Media obținută în aceste condiții este de 94,37%, procent foarte apropiat de valoarea minimă alocată indicatorului IP₃⁴ în standard, de 95%.

- s-a înregistrat un număr de 3.038 de sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a racordului și/sau a stației/postului de reglare/măsurare/reglare-măsurare; dintre toți operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale, 7 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^5 , 2 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^5 și 27 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și/sau punerea în funcțiune a instalației de racordare. Media obținută a fost de 84,59%, valoare inferioară celei minime prevăzute în standard (95%).
- s-a înregistrat un număr de 1.478 de extinderi și/sau redimensionări ale obiectivelor/conductelor realizate și puse în funcțiune; din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale care au prezentat datele aferente anului gazier 2017-2018, 16 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^{5-1} , 4 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^{5-1} , iar 16 dintre ei nu au realizat și pus în funcțiune extinderi și/sau redimensionări ale obiectivelor/conductelor de gaze naturale. Procentul mediu global a fost de 96,62%, valoare care respectă pragul minim prevăzut în standard, de 95%.
- s-a înregistrat un număr de 262 de sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a extinderii și/sau a redimensionării obiectivelor/conductelor de gaze naturale; centralizarea datelor transmise de operatorii sistemelor de distribuție a gazelor naturale a condus la următoarele rezultate: 3 operatori au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^{5-2} , 3 nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP_3^{5-2} și 30 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la proiectarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a extinderii și/sau a redimensionării obiectivelor/conductelor. Întrucât printre operatorii care nu au îndeplinit pragul minim se află primii doi ca mărime, valoarea medie a fost de 84,35%, situată sub procentul minim prevăzut în standard (95%).

Explicațiile pentru care operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale nu au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorilor de performanță IP_3^3 , IP_3^4 , IP_3^5 și IP_3^{5-2} 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 semnificativă a volumului de cereri de acces și de racordare într-un interval scurt de timp, generată în principal de fenomenul dezvoltării imobiliare, dar și de orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali.

5. IP_4 – 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 OD 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 singur indicator specific de performanță - IP₄¹, aferent obligației OD de a răspunde la sesizările/reclamațiile oricărui solicitant sau utilizator SD, cu privire la refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SD, în termen de maximum 15 zile lucrătoare de la data înregistrării acestora.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 267 de sesizări/reclamații cu privire la refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SD. Toți cei 9 operatori ai sistemelor de distribuție a gazelor naturale care au înregistrat asemenea solicitări au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₄¹, iar 27 nu au primit sesizări/reclamații cu privire la refacerea terenurilor și/sau a bunurilor afectate de execuția unor lucrări la obiectivele SD. Astfel media generală obținută a fost de 92,86%, peste valoarea minimă alocată acestui indicator în standard (90%).

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 IP₅¹ aferent obligației OD de a notifica utilizatorii SD, 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 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale s-a înregistrat un număr de 104.201 de utilizatori ai SD afectați de limitările și/sau întreruperile neplanificate. Cei 16 operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale care au înregistrat asemenea limitări/întreruperi au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₅¹, iar 20 nu au avut utilizatori ai SD afectați de limitările și/sau întreruperile neplanificate. La nivelul întregii țări media obținută este de 99,90% - o valoare foarte bună, care reflectă atenția deosebită acordată de toți operatorii pentru notificarea clienților afectați de întreruperile accidentale.

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.

OD 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 IP₆¹ aferent obligației OD de a notifica utilizatorii SD 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 01.10.2017–30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 866.582 de utilizatori SD afectați de limitările și/sau întreruperile planificate. Din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 15 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₆¹, iar 21 nu au avut utilizatori ai SD afectați de limitările și/sau întreruperile planificate. Și în acest caz se remarcă foarte buna valoare medie obținută, de 99,97% - indiciu al preocupării deosebite a operatorilor pentru înștiințarea consumatorilor în situația întreruperilor programate.

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 IP₇¹ aferent obligației OD 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 mai sus precizat.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 24.257 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 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 16 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₇¹, unul nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₇¹ și 19 nu au primit sesizări/reclamații/solicitări, altele decât cele tratate distinct în Standard. Media generală calculată pentru acest indicator este de 90,46%, respectând astfel pragul minim prevăzut în standard, de 80%.

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 SD.

Indicatorul general de performanță IP₈ are un indicator specific de performanță IP₈¹, aferent obligației OD 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 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a primit un număr de 222.577 de apeluri de urgență la Tel Verde. Din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 25 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₈¹, unul singul nu a îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₈¹, iar 12 nu au folosit serviciul Tel Verde. Întrucât operatorul care s-a situat sub pragul minim de 98% prevăzut în standard a înregistrat peste 76% din numărul total al apelurilor, valoarea medie obținută pentru acest indicator a fost de 97,71%.

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 OD la cererea scrisă a solicitantului sau a utilizatorului SD, care poate fi depusă în termen de maximum 60 de zile de la data la care obligațiile OD devin scadente. Odată cu intrare în vigoare a Ordinului ANRE nr. 42/2018, obligația menționată a fost modificată, în sensul plății automate de către OD a compensațiilor datorate, în termen de maximum 65 de zile de la data scadenței acestora.

Indicatorul general de performanță IP₉ are un indicator specific de performanță IP₉¹ aferent obligației OD de a plăti compensațiile datorate solicitanților sau utilizatorilor SD, 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 01.10.2017 – 30.09.2018, pentru toți operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale, s-a înregistrat un număr de 2 cereri privind plata compensațiilor. Din cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție a gazelor naturale, 2 au îndeplinit condiția pentru performanța indicatorului specific de performanță IP₇¹, iar 34 nu au primit cereri privind plata compensațiilor. Astfel gradul de îndeplinire pentru acest indicator este de 100%.

Pentru responsabilizarea operatorilor sistemului de distribuție a gazelor naturale, Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale, aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 162/2015**, stabilește compensații pe care operatorii sistemului de distribuție a gazelor naturale sunt obligați să le achite solicitantului, la cererea îndreptățită a acestuia din urmă, pentru neîndeplinirea obligațiilor ce le revin.

În anul gazier 01.10.2017 – 30.09.2018 au fost înregistrate 2 cereri privind plata compensațiilor, în cuantum total de 273 lei.

Astfel, S.C. Distrigaz Sud Rețele S.R.L. a înregistrat o cerere privind plata compensațiilor, în cuantum de 23 lei, iar S.C. Delgaz Grid S.A. a înregistrat o cerere privind plata compensațiilor, în cuantum de 250 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 SD, 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.

Pentru a scoate în evidență modificările survenite în activitatea operatorilor de distribuție privind calitatea serviciilor oferite clienților, în cele ce urmează sunt prezentate valorile indicatorilor de performanță înregistrate în ultimii doi ani gazieri.

Indicatorul specific de performanță	Valoarea referință indicatorului (%)	de a	Anul gazier 2016-2017 (%)	Anul gazier 2017-2018 (%)	Evoluția (%)
IP ₀ ¹	90		91,47	93,39	+1,92
IP ₁ ¹	90		97,06	99,33	+2,27
IP ₁ ²	95		98,19	98,02	-0,17
IP ₁ ³	95		100	98,25	-1,75
IP ₁ ⁴	95		96,36	95,16	-1,20
IP ₂ ¹	95		97,64	96,51	-1,13
IP ₂ ²	95		96,41	95,31	-1,10
IP ₃ ¹	95		99,91	86,58	-13,33
IP ₃ ¹⁻¹	95		---	89,73	----
IP ₃ ²	95		98,40	83,67	-14,73
IP ₃ ³	95		85,53	83,30	-2,23
IP ₃ ⁴	95		96,32	94,37	-1,95
IP ₃ ⁵	95		98,07	84,59	-13,48
IP ₃ ⁵⁻¹	95		---	96,62	----
IP ₃ ⁵⁻²	95		---	84,35	----
IP ₄ ¹	90		96,33	92,86	-3,47
IP ₅ ¹	95		99,29	99,90	+0,61
IP ₆ ¹	98		99,94	99,97	+0,03
IP ₇ ¹	80		92,34	90,46	-1,88
IP ₈ ¹	98		96,94	97,71	+0,77
IP ₉ ¹	90		100	100	0

NOTĂ: Rubricile marcate cu (---) sunt cele pentru care indicatorii nu au putut fi calculați, întrucât nu existau în standardul care a stat la baza raportării din anul gazier 2016-2017. Aceștia au fost introduși în standard odată cu intrarea în vigoare a Ordinului ANRE nr. 42/2018.

O privire de ansamblu a situației de mai sus relevă faptul că, în general, indicatorii de performanță au fost respectați sau valorile medii au fost foarte apropiate de pragul minim prevăzut în standard. Pe de altă parte, iese în evidență faptul că 7 din cei 8 indicatori care fac parte din indicatorul general IP₃ nu au putut fi îndepliniți, ceea ce indică dificultăți clare întâmpinate de operatori în racordarea solicitanților la sistemul de distribuție a gazelor naturale. Este de departe cel mai important indicator asupra căruia operatorii trebuie să intervină prin luarea măsurilor necesare care să reducă timpul de așteptare a consumatorilor privind:

- întocmirea documentațiilor necesare;
- depunerea acestora la instituțiile abilitate în vederea obținerii avizelor și autorizațiilor;
- execuția racordurilor și a conductelor;
- punerea în funcțiune a obiectivelor realizate.

În cadrul întâlnirilor de lucru avute pe parcursul anului, operatorii au insistat asupra modificării termenelor prevăzute în *Regulamentul privind racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale* și implicit a valorilor indicatorilor care alcătuiesc *Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție și de sistem al gazelor naturale*, în vederea corelării acestora cu cele reale, în care societățile și instituțiile implicate procesează și transmit răspunsurile. Implementarea acestor măsuri ar avea ca impact imediat respectarea de către operatori a termenelor pentru racordarea solicitanților la sistemul de distribuție a gazelor

naturale și obținerea pentru toți indicatorii IP₃ a unor valori superioare celor minime prevăzute în standard.

Pe de altă parte, fiecare operator trebuie să implementeze măsurile proprii de îmbunătățire a activității, astfel încât, prin optimizarea procedurilor operaționale și a fluxului de informații, să se obțină un minim al perioadei de timp în care solicitantul așteaptă racordarea.

Analiza comparativă cu anul precedent indică, în general, o stagnare a valorilor indicatorilor de performanță, variațiile acestora fiind ne semnificative, în gama +/-3%. Există însă și trei scăderi majore, de circa 13-14%, toate fiind înregistrate în cadrul indicatorului general IP₃ – *Racordarea la sistemul de distribuție a gazelor naturale*. Măsurile ce se impun sunt cele expuse în paragraful precedent.

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, prevede că pentru realizarea unei noi instalații de racordare la ST sau pentru modificarea/reemplasarea 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 SNTGN TRANSGAZ S.A., în anul 2018 s-a realizat punerea în funcțiune a 4 instalații de racordare, la solicitarea partenerilor contractuali. SNTGN TRANSGAZ S.A. și-a onorat obligațiile contractuale privind termenul de finalizare a obiectivelor și de punere în funcțiune și exploatare a acestora. Durata medie de punere în funcțiune a celor 4 instalații de racordare a fost de 134 de zile.

Monitorizarea respectării perioadelor de timp necesare pentru racordări și reparații pentru sistemul de distribuție

În anul gazier 2017-2018 a fost înregistrată de către toți operatorii de distribuție (OD) o creștere a volumului de cereri de racordare, majorarea fiind de peste 25 % față de anul 2016 și de 35 % față de media anuală înregistrată în perioada 01.10.2016-30.09.2017, 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 dezvoltarea imobiliară, dar și de orientarea clienților către utilizarea gazelor naturale în locul altor combustibili tradiționali, a avut un impact semnificativ 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 racordurilor de gaze naturale, nu au făcut față numărului mare de solicitări, ceea ce a condus la necesitatea încheierii unor contracte suplimentare cu alți operatori economici autorizați ANRE, pentru realizarea acestora.

Procedura de încheiere a contractelor de achiziții pentru lucrări este o procedură de durată, având în vedere specificitatea proceselor impuse de legislația în vigoare, putând conduce la întârzieri în contractarea serviciilor și implicit la întârzierea 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 întârzieri 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 sau lucrărilor

de infrastructură (creștere similară cu cea a solicitărilor de racordare la sistemele de distribuție a gazelor naturale).

Schimbarea permanentă a condițiilor de eliberare a certificatelor de urbanism, a autorizațiilor de construire prin solicitarea unor documente suplimentare, au dus de asemenea la nerespectarea perioadelor de timp impuse racordărilor și reparațiilor executate în sistemul de distribuție.

În acest context, pentru cele 34.402 racorduri pe care operatorii sistemelor de distribuție le-au pus în funcțiune în perioada 01.10.2017-30.09.2018, a rezultat o durată medie de realizare a acestora de 167 zile, calculată de la data înregistrării depunerii de către solicitant a cererii însoțite de documentația completă.

Pe de altă parte, cele 2.390 extinderi/redimensionări ale obiectivelor/conductelor de gaze naturale puse în funcțiune de operatorii sistemelor de distribuție în perioada 01.10.2017-30.09.2018, au condus la un termen mediu de realizare de 241 zile, calculat de la data depunerii de către solicitant a cererii însoțite de documentația completă.

Timpul mediu de sistare a alimentării cu gaze naturale, ca urmare a reparațiilor și intervențiilor programate și neprogramate în sistemul de distribuție, a fost de 287 minute pe întrerupere. Se apreciază că acest indicator ar trebui să se reducă, în principal datorită îmbunătățirii stării tehnice generale a rețelei de gaze naturale prin înlocuirea conductelor vechi din oțel cu unele noi, din polietilenă, dar și ca urmare a efectuării lucrărilor de mentenanță preventivă, cu scopul reducerii riscului de producere a accidentelor.

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 injectie, cât și la extracție;
3. regimurile tehnologice optime pentru SNT, atât la injectie, 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 injectie 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.

Pentru asigurarea transparenței, operatorii depozitelor de înmagazinare publică datele referitoare la activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale pe portalul AGSI, operat de către Gas Infrastructure Europe (GIE). Pe portalul AGSI se regăsesc date referitoare la: stocul zilnic de gaze naturale din depozitele subterane, cantitățile de gaze naturale injectate și extrase zilnic din depozitele subterane, capacitatea tehnică totală, capacitățile maxime de injecție și extracție zilnice.

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 2018 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*.

4.1.3. Tarife de rețea și racordare

Tarife de transport gaze naturale

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

Pentru utilizatorii racordați la SNT în anul 2018 a fost aplicabilă *Metodologia 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**.

Pentru utilizarea conductelor de tranzit Isaccea - Negru Vodă se aplică *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**.

În anul 2018 au fost aduse modificări *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 **Ordinul ANRE nr. 36/2018**. Astfel, în vederea corelării prevederilor reglementărilor interne cu cerințele Regulamentului (UE) 460/2017 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor, au fost introduse dispoziții cu privire la:

- decalarea termenelor de depunere a propunerilor privind stabilirea venitului total, a venitului reglementat și a tarifelor de transport, atât la fundamentarea acestora în primul an al perioadei de reglementare, cât și la ajustarea ulterioară a acestora;
- stabilirea informațiilor ce trebuie publicate de către operatorul de transport și de sistem înainte de data de începere a licitației privind rezervarea de capacitate pe termen lung în punctul/grupul de puncte de interconectare cu alte sisteme de transport al gazelor naturale.

De asemenea, pentru a asigura atingerea obiectivelor și *implementarea Regulamentului (UE) 2017/460 de stabilire a unui cod al rețelei privind structurile tarifare armonizate pentru transportul gazelor*, prin **Decizia nr. 388/14.03.2018**, ANRE a aprobat Calendarul de implementare a Regulamentului, fiind responsabilă cu derularea procesului de consultare publică în conformitate cu prevederile art. 26 din Regulament.

Astfel, în perioada 1 mai – 30 iunie 2018, ANRE a derulat procesul de consultare publică, pe pagina de internet a instituției fiind publicată documentația aferentă.

Documentația a fost transmisă ACER în vederea analizării aspectelor prevăzute la art.27 din Regulamentului (UE) 2017/460.

În urma analizei efectuate de ACER a fost identificată necesitatea actualizării documentației inițiale cu informații referitoare la alte servicii decât cele de transport, precum și cu o comparație a tarifelor, respectiv evoluția acestora pe noua perioadă de reglementare 2019-2024, și un model de calcul a tarifelor de transport.

În perioada 9 iulie – 14 septembrie 2018 ANRE a reluat procesul de consultare publică, pe marginea noilor informații publicate. După finalizarea procesului de consultare, în vederea respectării prevederilor art. 26 alin. (3) din Regulamentul (UE) 2017/460, ANRE a publicat pe pagina de internet a instituției observațiile primite în urma consultării publice și le-a comunicat ACER. În concordanță cu prevederile art. 27 alin. (3) din Regulamentul (UE) 2017/460, ACER a transmis ANRE și Comisiei Europene, și a publicat pe pagina de internet proprie, rezultatul analizei încheiate în data de 12 noiembrie 2018, efectuate de ACER în conformitate cu prevederile art. 27 alin. (2) din același regulament.

Rezultatele procesului de consultare publică derulată conform cerințelor Regulamentului (UE) 2017/460 au fost avute în vedere la elaborarea *Metodologiei de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de transport al gazelor naturale* aprobată în anul 2019.

Evoluții ale tarifului de transport gaze naturale

A. pentru serviciile de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport al gazelor naturale, mai puțin conductele de transport Isaccea – Negru Vodă

Tarifele în vigoare, practicate începând cu data de 1 octombrie 2018, 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. 98/2018 și sunt valabile până la data de 30 septembrie 2019.

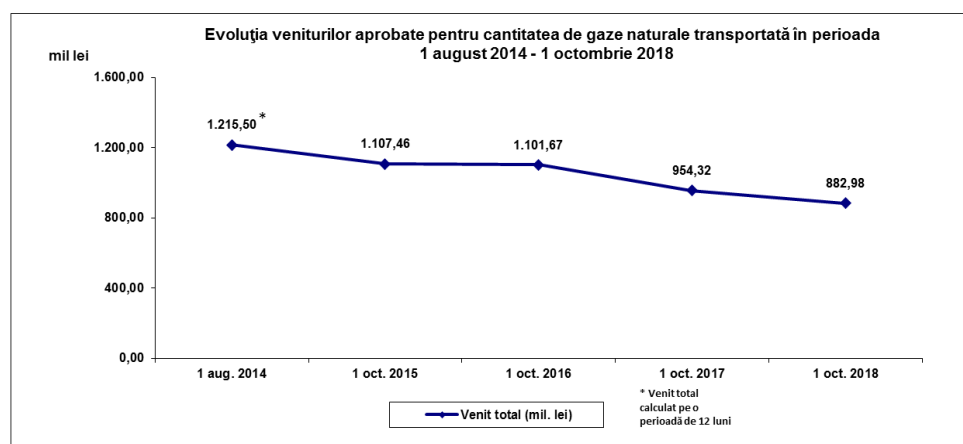
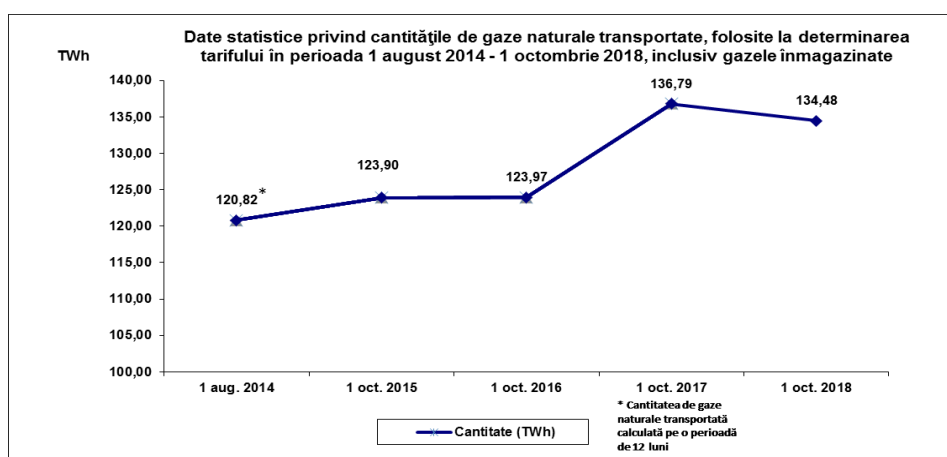
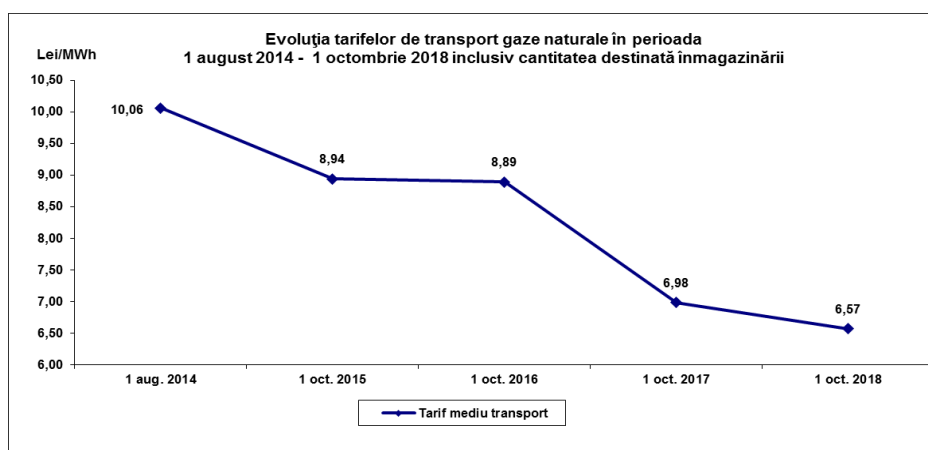
- a) tarif de rezervare de capacitate pe punct/grup de puncte de intrare/ieșire pentru servicii ferme/întreruptibile de transport al gazelor naturale prin Sistemul național de transport

lei/MWh/h

Grup de puncte de intrare / ieșire în / din SNT		Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale						
		Termen lung	Termen scurt					
			Anual	Trimestrial		Lunar		Zilnic
				vară	iarnă	vară	iarnă	vară
1.	grupul punctelor de intrare în sistemul de transport al gazelor naturale din perimetrele de producție, din terminalele GNL și din instalațiile de producere a biogazului sau a altor gaze care îndeplinesc condițiile de calitate pentru a putea fi livrate/transportate în/prin sistemul de transport al gazelor naturale, din interconectarea cu alte sisteme de transport al gazelor naturale și din depozitele de înmagazinare subterană a gazelor naturale;	1,68	1,51	2,85	1,74	3,29	3,48	6,58
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	1,63	1,47	2,78	1,70	3,20	3,39	6,41

- b) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată către sistemele de distribuție: 1,97 lei/MWh transportat;
- c) tarif volumetric pentru cantitatea de gaze naturale transportată numai prin Sistemul național de transport: 2,72 lei/MWh transportat.

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



B. Tarifele pentru serviciile de transport al gazelor naturale prin conductele de transport Isaccea – Negru Vodă

Tarifele în vigoare, valabile în intervalul 1 octombrie 2018 – 30 septembrie 2019 și practicate de către SNTGN TRANSGAZ S.A., operatorul licențiat în sectorul gazelor naturale pentru **activitatea de transport al gazelor naturale al gazelor naturale pe conductele de transport gaze naturale Isaccea 1 -Negru Vodă 1** sunt prevăzute în anexa **Ordinului ANRE nr. 99/2018**, astfel:

-lei/KWh/h-

Nr. crt.	Tipuri de servicii de transport al gazelor naturale pentru rezervarea capacității de	Punctul de intrare Isaccea 1	Grupul punctelor de ieșire, Negru Vodă 1 și

	transport pe conductele de transport Isaccea 1 - Negru Vodă 1		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	0,0007991	0,0007991
2.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru un trimestru	vara	0,0008870
		iarna	0,0011907
3.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o lună	vara	0,0010229
		iarna	0,0013745
4.	servicii ferme/întreruptibile de transport pe termen scurt, contractate pentru o zi	vara	0,0020378
		iarna	0,0027570

Tarife de distribuție gaze naturale

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

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

În anul 2018, având în vedere că se impunea armonizarea metodologiilor de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție din sectorul gazelor naturale și energiei electrice începând cu a patra perioadă de reglementare, metodologia aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 42/2013** a fost modificată prin **Ordinul ANRE nr. 35/2018**. Modificarea introdusă constă în considerarea anului 2018 ca făcând parte din cea de-a treia perioadă de reglementare și stabilirea unor reguli specifice privind stabilirea tarifelor reglementate pentru serviciul de distribuție în sectorul gazelor naturale, pentru anul 2018, respectiv:

- menținerea ratei reglementate a rentabilității capitalului (RoR) la nivelul celei aprobate pentru perioada a treia de reglementare, respectiv 8,43%;
- rata de creștere a eficienței activității reglementate, pentru anul 2018, are valoarea zero;
- valoarea termenului "X" din formulele de ajustare anuală a veniturilor unitare reglementate prevăzute în Metodologie este zero;
- valoarea consumului tehnologic, aferentă anului 2018, se stabilește la nivelul celei permise fiecărui titular de licență de distribuție pentru anul 2017 la fundamentarea/refundamentarea perioadei a treia de reglementare;
- în cazul în care operatorul licențiat își dezvoltă activitatea de distribuție prin preluarea de noi concesiuni și/sau prin creșterea cu mai mult de 15% a cantităților distribuite realizate și a numărului de clienți față de estimările avute în vedere la fundamentare,

care generează modificarea costurilor operaționale, acesta poate înainta ANRE datele pentru o nouă fundamentare.

Ulterior modificării metodologiei existente prin prelungirea celei de a treia perioade de reglementare cu un an, a început procesul de elaborare a unei noi metodologii, începând cu cea de a patra perioadă de reglementare.

Elaborarea Metodologiei în anul 2018 a fost necesară prin prisma faptului că la data de 1 ianuarie 2019 începea a patra perioadă de reglementare, atât pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale cât și pentru activitatea de distribuție a energiei electrice, perioadă pentru care s-a dorit îmbunătățirea cadrului de reglementare pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale și armonizarea cadrului legislativ din sectorul gazelor naturale și al energiei electrice.

Noua metodologie de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale, începând cu cea de a patra perioadă de reglementare a fost aprobată **Ordinul ANRE nr. 217/19.12.2018**.

Principalele elemente de noutate aduse de *Metodologia de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale*, începând cu a patra perioadă de reglementare, constau în introducerea unor noi principii de calcul și de recunoaștere a costurilor operatorilor de distribuție și anume:

- modul de stabilire a tarifelor reglementate pentru serviciile de distribuție în sectorul gazelor naturale este de tipul “revenue cap” ;
- rata reglementată a rentabilității capitalului investit (RRR) acordată pentru imobilizările corporale și necorporale pentru activitatea de distribuție a gazelor naturale s-a stabilit a fi cea aprobată pentru activitatea de distribuție a energiei electrice pentru perioada a patra de reglementare, respectiv 5,66%;
- pentru perioada a patra de reglementare, pentru imobilizările corporale și necorporale noi, puse în funcțiune, aferente sistemului de distribuție, s-a stabilit un stimulent în valoare de un punct procentual peste rata reglementată a rentabilității capitalului investit aprobată de ANRE;
- sporul de eficiență realizat de operatorii de distribuție începând cu perioada a patra de reglementare va fi cedat în procent de 60% consumatorilor de gaze naturale, iar 40% va fi păstrat de operatori;
- categoriile de clienți pentru care se aprobă tarife de distribuție, au fost modificate astfel încât să se apropie de tranșele de consum prevăzute în Regulamentul (UE) 2016/1952 al Parlamentului European și al Consiliului din 26 octombrie 2016 privind statisticile europene referitoare la prețurile la gaze naturale și energie electrică și de abrogare a Directivei 2008/92/CE.
- A fost modificată regula ieșirilor din BAR implicit imobilizărilor corporale și necorporale cu considerarea activelor casate sau aflate în conservare;
- cheltuielile cu impozitul pe monopolul natural nu sunt recunoscute drept costuri preluate direct aferente activității de distribuție a gazelor naturale;
- introducerea în tarifele de distribuție a unor costuri aferente procesului de racordare, respectiv a costurilor aferente activităților de urmărire a lucrărilor, recepției tehnice și punerii în funcțiune a instalației de racordare și a diferențelor de cost neacoperite prin tarifele de racordare încasate de la solicitanți pentru bransamentele realizate ca urmare a cererilor de racordare.

În anul 2018, categoriile de clienți pentru care s-au stabilit diferențiat tarifele de distribuție și tariful de distribuție de proximitate au fost următoarele:

1. Tarife de distribuție
 - B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh
 - B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh
 - B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh
 - B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh
 - B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh
 - B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh
2. Tarif de distribuție de proximitate
 - B.6.1 clienți cu un consum anual de peste 250.000 MWh.

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

Evoluții ale tarifelor de distribuție

În conformitate cu prevederile metodologiei în vigoare un număr de 37 de operatori au înaintat ANRE documentele conținând datele de ajustare a veniturilor reglementate, precum și propunerile de tarife reglementate pentru anul 2018.

Începând cu data de 1 aprilie 2018 a intrat în vigoare **Ordinul ANRE nr. 48/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea DISTRIGAZ SUD REȚELE S.R.L.**

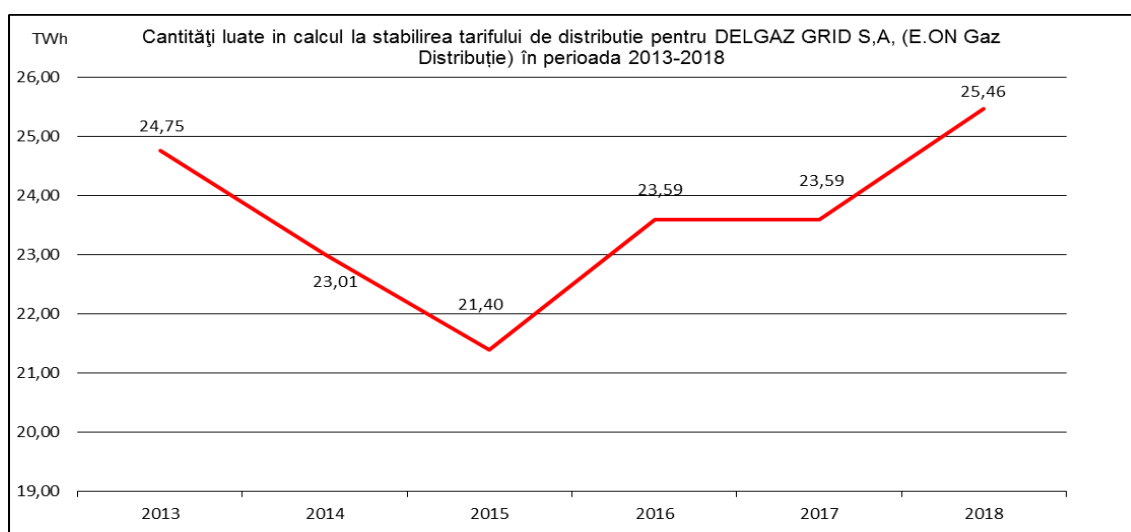
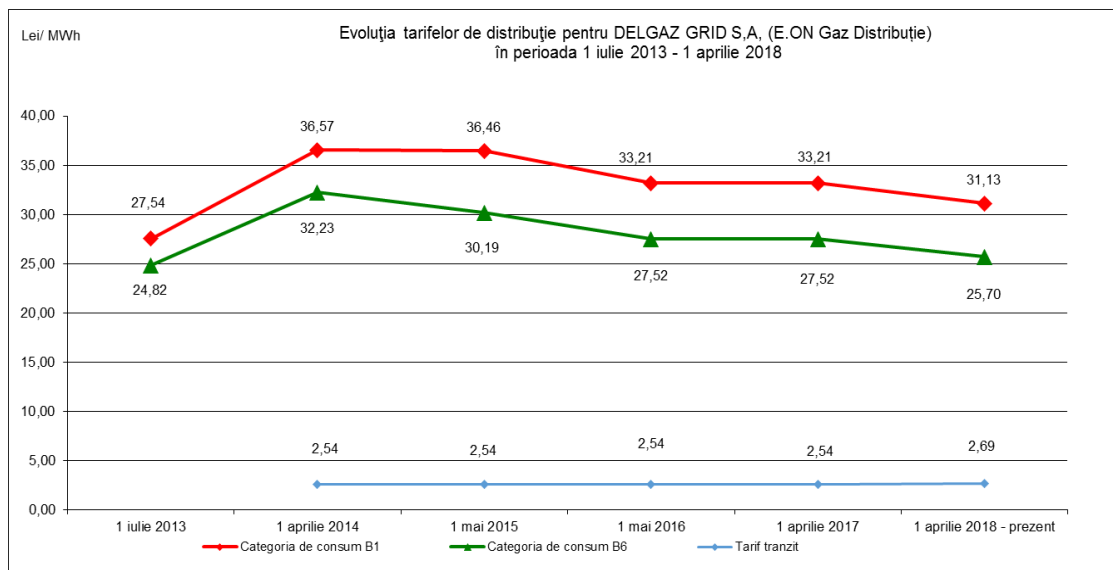
Categoria de clienți	<i>Lei/ MWh</i>
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	33,56
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	33,54
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	31,94
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	30,66
B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	28,58
B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh	16,41
2. Tarif de distribuție de proximitate	
B.6.1. Cu un consum anual peste 250.000 MWh	5,21

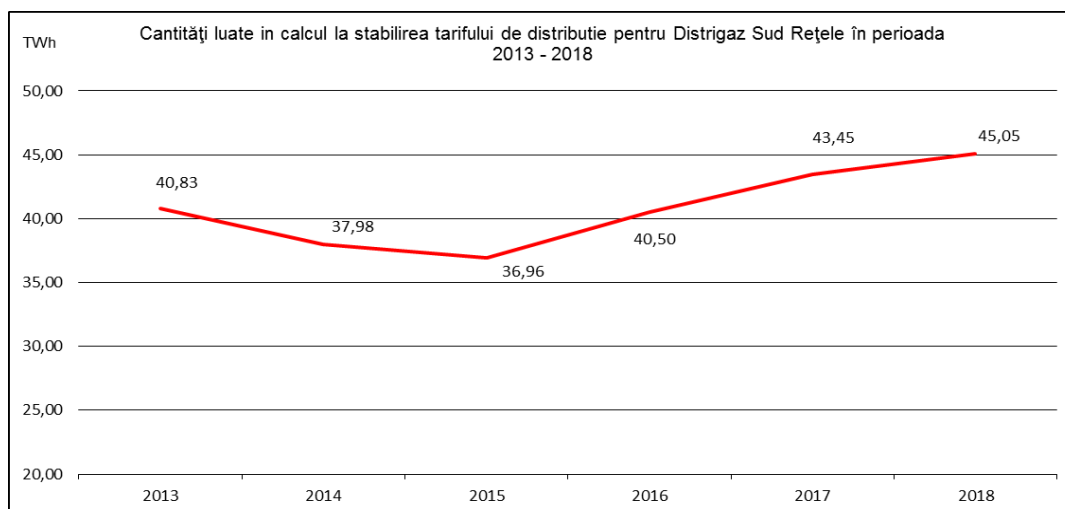
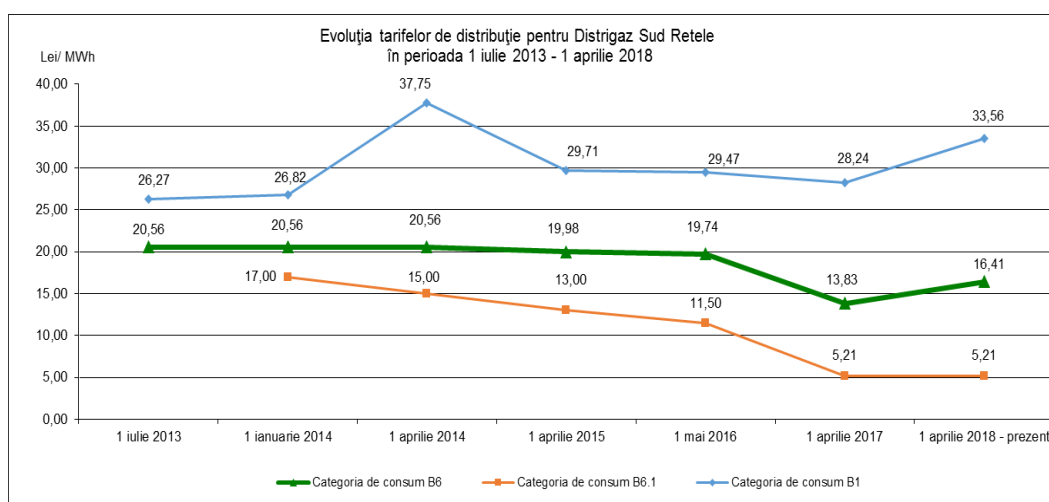
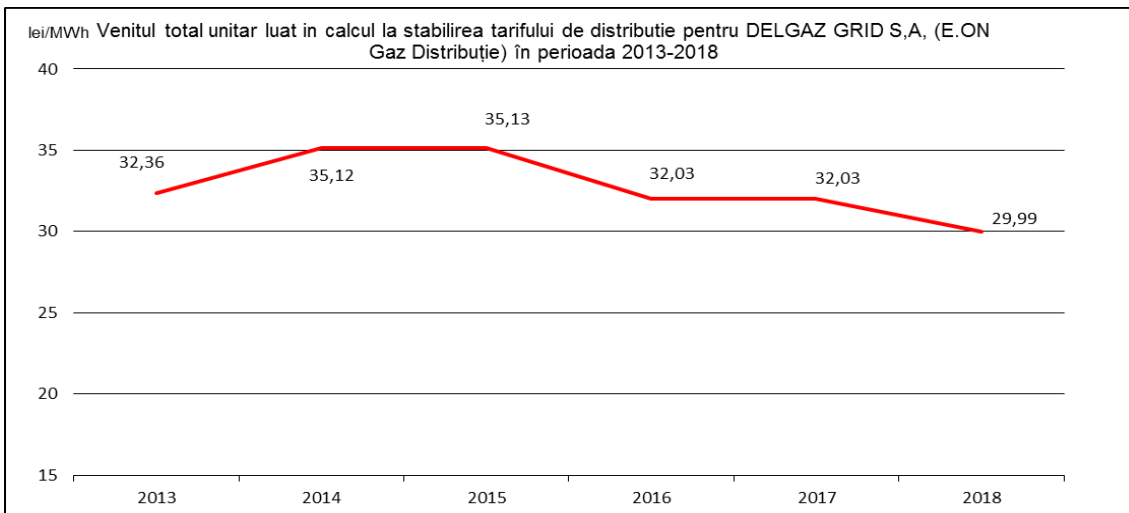
și **Ordinul ANRE nr. 47/2018 privind stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție a gazelor naturale realizat de Societatea DELGAZ GRID S.A. (fosta E.ON GAZ DISTRIBUȚIE S.A.)**

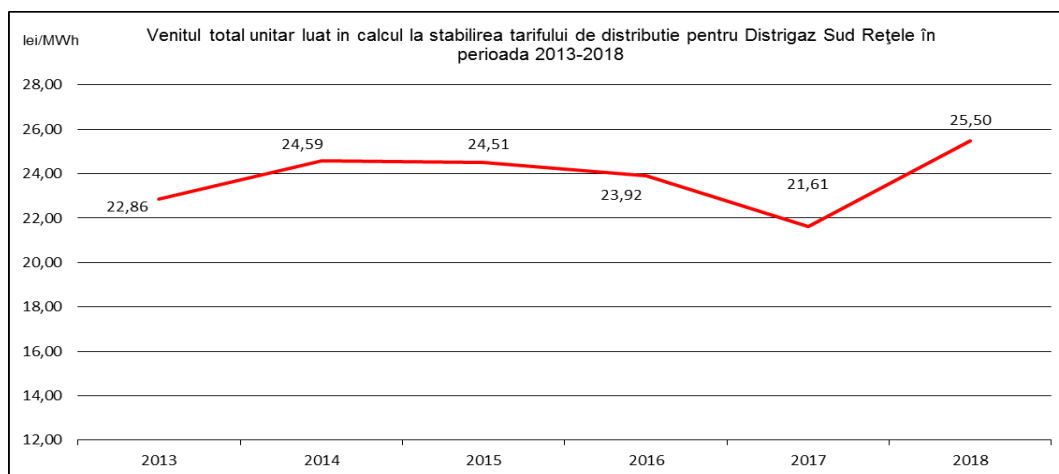
Categoria de clienți	<i>Lei/ MWh</i>
1. Tarife de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	31,13
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	30,06
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	29,54
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	29,11
B.5. Cu un consum anual între 11.627,79 MWh și 116.277,79 MWh	28,49
B.6. Cu un consum anual peste 116.277,79 MWh	25,70
2. Tarif de distribuție de tranzit*	2,69

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

Graficele de mai jos reflectă evoluția, în timp, a tarifelor de distribuție a gazelor naturale pentru cei doi operatori, începând cu 1 iulie 2013 și până în prezent.







Stabilirea tarifelor reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție reglementată a gazelor naturale pentru operatorii economici din sectorul gazelor naturale s-a realizat prin emiterea următoarelor ordine:

- Ordinele ANRE nr. 44-57/29.03.2018, pentru operatorii AMARAD DISTRIBUȚIE - S.R.L., COVI CONSTRUCT 2000 S.R.L., CPL CONCORDIA FILIALA CLUJ ROMANIA - S.R.L., DELGAZ GRID - S.A., DISTRIGAZ SUD REȚELE - S.R.L, GAZ EST S.A., GAZ NORD EST S.A., GAZMIR IAȘI S.R.L., NORD GAZ - S.R.L., NOVA POWER & GAS S.R.L., OTTO GAZ S.R.L., PRISMA SERV COMPANY S.R.L., SALGAZ S.A., TEHNOLOGICA RADION S.R.L.,
- Ordinele ANRE nr. 73-87/25.04.2018, pentru operatorii BERG SISTEM GAZ, CONI - S.R.L., CORDUN GAZ S.A., DISTRIGAZ VEST S.A., DESIGN PROIECT S.R.L., EURO SEVEN INDUSTRY S.R.L., HARGAZ HARGHITA GAZ S.A., INSTANT CONSTRUCT COMPANY S.A., MĂCIN GAZ S.R.L., MIHOC OIL S.R.L., M.M. DATA S.R.L., PROGAS P&D - S.A., Societatea Națională de Gaze Naturale "ROMGAZ" - S.A. Mediaș,, TULCEA GAZ S.A., WIROM GAS - S.A.,
- Ordinele ANRE nr. 100 și 101 din 29.05.2018, pentru operatorul PREMIER ENERGY - S.R.L. și PREMIER ENERGY - S.R.L. în calitate de operator desemnat să preia operarea sistemul de distribuție a gazelor naturale din localitatea Zimnicea, aparținătoare municipiului Zimnicea, județul Teleorman,
- Ordinele ANRE nr. 116-121/19.07.2018, pentru operatorii GAZ VEST - S.A., MEHEDINȚI GAZ S.A., OLIGOPOL S.R.L., TIMGAZ - S.A., VEGA 93 - S.R.L. și MEGAconstruct- S.A.
- Ordinele 215-216/19.12.2018 și ordinul 220/19.12.2018 pentru operatorul PREMIER ENERGY - S.R.L. și PREMIER ENERGY - S.R.L. în calitate de operator desemnat să preia operarea sistemul de distribuție a gazelor naturale din localitatea Zimnicea, aparținătoare municipiului Zimnicea, județul Teleorman.

Tarife de înmagazinare

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

*Metodologia de stabilire a venitului reglementat, a venitului total și a tarifelor reglementate pentru activitatea de înmagazinare subterană a gazelor naturale este cea aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 4/2017**.*

Acesta metodologie a fost modificată în anul 2018 prin **Ordinul ANRE nr. 37/23.02.2018**. Modificarea a constat în considerarea anului 2018 ca perioadă de reglementare de un an, decalându-se începerea celei de-a patra perioade de reglementare.

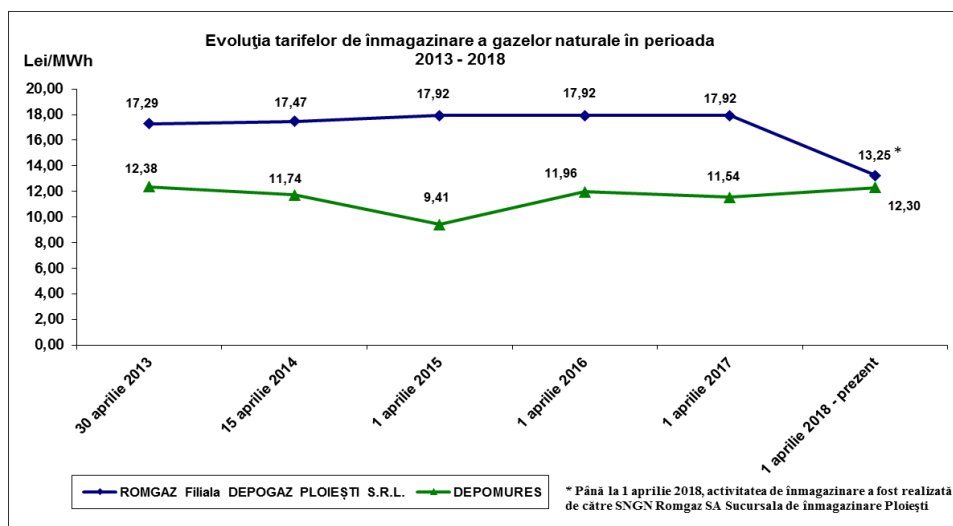
Evoluții ale tarifului de înmagazinare

În aplicarea prevederilor metodologiei, ANRE a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 58/2018** venitul total, venitul reglementat, rata anuală de creștere a eficienței economice și tarifele de înmagazinare subterană aferente activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale desfășurată de către Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. – **Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ PLOIEȘTI S.R.L.**, în noua sa calitate de operator licențiat.

De asemenea, ANRE a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 59/2018** venitul total, venitul reglementat, rata anuală de creștere a eficienței economice și tarifele de înmagazinare subterană aferente activității de înmagazinare subterană a gazelor naturale desfășurată de către **Societatea DEPOMUREȘ S.A. Târgu Mureș**.

Astfel, componentele tarifelor pentru prestarea serviciului de înmagazinare subterană de către operatorii licențiați în sectorul gazelor naturale, în vigoare pentru perioada 1 aprilie 2018 – 31 martie 2019, sunt următoarele:

Componenta de tarif	U.M.	Societatea Națională de Gaze Naturale Romgaz S.A. – Filiala de Înmagazinare Gaze Naturale DEPOGAZ PLOIEȘTI S.R.L.	Societatea “Depomureș” S.A. Târgu Mureș
Componentă fixă pentru rezervarea capacității	Lei / MWh / ciclu complet de înmagazinare	9,90	9,61
Componenta volumetrică pentru injecția gazelor naturale	Lei / MWh	1,68	1,38
Componenta volumetrică pentru extracția gazelor naturale	Lei / MWh	1,67	1,31



Tarife de racordare

Ca urmare a aprobării Regulamentului privind accesul la Sistemul național de transport al gazelor naturale și a Regulamentului privind accesul la sistemele de distribuție a gazelor naturale a fost elaborată Metodologia de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de transport și distribuție din sectorul gazelor naturale, aprobată prin **Ordinul ANRE nr. 71/2018**.

După abrogarea HG 1043/2004 pentru aprobarea Regulamentului privind accesul la Sistemul național de transport al gazelor naturale și a Regulamentului privind accesul la sistemele de distribuție a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare, în concordanță cu legislația în vigoare și cu noile condiții de piață din sectorului gazelor naturale a fost necesară aprobarea unor noi tarife de racordare.

Conform prevederilor metodologice, în vederea racordării la sistem, fiecare solicitant trebuie să plătească un tarif de analiză a cererii de racordare și un tarif de racordare.

Față de vechea modalitate de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare, metodologia a introdus noi principii de calcul, pe baza costurilor directe și indirecte ale operatorilor aferente activității de racordare și prin stabilirea unei rate a profitului de maximum 5% pentru activitățile realizate de operatorii licențiați în procesul de racordare.

Astfel, având în vedere că regulamentele de racordare anterior precizate, oferă posibilitatea solicitantului ca pentru activitățile de proiectare a instalației de racordare, verificare a documentației tehnice/proiectului tehnic al instalației de racordare și execuție a instalației de racordare să aleagă alt operator economic decât operatorul de sistem, tariful de racordare a fost împărțit pe componente care reflectă fiecare activitate desfășurată în vederea racordării, respectiv:

- componenta aferentă costurilor pentru obținerea certificatului de urbanism, a avizelor și a autorizațiilor emise de autoritățile/organismele abilitate, precum și a autorizației de construire a instalației de racordare;
- componenta aferentă costurilor legate de proiectarea instalației de racordare;
- componenta tarifului de racordare aferentă costurilor legate de verificarea documentației tehnice/proiectului tehnic al instalației de racordare, conform prevederilor art. 160 alin. (1) din Lege;
- componenta aferentă costurilor legate de execuția instalației de racordare;

- componenta aferentă costurilor legate de urmărirea lucrărilor, recepția tehnică și de punerea în funcțiune a instalației de racordare.

Metodologia de calcul al tarifelor aferente procesului de racordare la sistemele de transport și distribuție din sectorul gazelor naturale a fost modificată prin **Ordinul ANRE nr. 162/2018**, după cum urmează:

- în cazul în care soluția tehnică de racordare la sistemul de distribuție sau la cel de transport stabilește necesitatea montării unei stații de reglare-măsurare/stații de măsurare/stații de reglare a gazelor naturale, valoarea tuturor componentelor ce intră în calculul tarifelor de racordare și a celui de analiză a cererii de racordare sunt stabilite de operatorul de sistem, iar în cazul în care se aplică valoarea aprobată de ANRE a componentelor de tarif, aceasta reprezintă nivelul maxim pe care operatorii licențiați îl pot lua în calculul tarifelor aferente procesului de racordare,
- în cazul operatorilor sistemului de distribuție, s-a introdus prevederea ca valoarea componentei de tarif referitoare la urmărirea lucrărilor de racordare și punerea în funcțiune a racordului, să fie egale cu zero, iar costurile aferente acestuia să fie recuperate prin tariful de distribuție aprobat fiecărui operator.

ANRE a aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 165/2018** valori maxime pentru:

- tariful de analiză a cererii de racordare;
- componenta tarifului de racordare aferentă costurilor legate de proiectarea instalației de racordare;
- componenta tarifului de racordare aferentă costurilor legate de verificarea documentației tehnice/proiectului tehnic a/al instalației de racordare, conform prevederilor art. 160 alin. (1) din Legea 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;
- elementele care intră în calculul componentei aferente costurilor legate de execuția instalației de racordare.

Tarifele/componentele de tarif de racordare aprobate sunt prezentate mai jos:

- valoarea maximală a tarifului de analiză a cererii de racordare este de 70 lei;
- valoarea maximală a componentei tarifului de racordare la sistemul de distribuție aferentă costurilor legate de verificarea documentației tehnice/proiectului tehnic a/al instalației de racordare, conform prevederilor art. 160 alin. (1) din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, este de 50 lei;
- valoarea maximală a componentei tarifului de racordare la sistemul de distribuție aferentă costurilor legate de proiectarea instalației de racordare este de 300 lei;
- valorile maxime ale elementelor de calcul al componentei tarifului de racordare pentru execuția instalației de racordare sunt cele prevăzute în tabele următoare:

Nr. Crt.	Diametrul racordului		C _{(s)D} [lei]		C _{(m)D} [lei/m]	
	PE* [mm]	OL** [inch]	PE	OL	PE	OL
1	32	1	500,00	450,00	80,00	80,00
2	40	1 ^{1/4}	550,00	500,00	85,00	85,00
3	50	1 ^{1/2}	600,00	550,00	90,00	90,00
4	63	2	700,00	600,00	95,00	95,00
5	75	2 ^{1/2}	920,00	790,00	100,00	100,00

6	90	3	1050,00	920,00	110,00	105,00
7	110	3 ^{1/2}	1260,00	1060,00	120,00	110,00
8	125	4	1460,00	1240,00	130,00	115,00
9	140	5	1580,00	1370,00	145,00	120,00
10	160	6	1770,00	1520,00	160,00	130,00
11	180	8	1960,00	1680,00	175,00	140,00
12	200	10	1930,00	1880,00	195,00	150,00
13	225	12	2350,00	2090,00	215,00	160,00
14	250	14	2610,00	2330,00	235,00	170,00
15	280	16	2880,00	2580,00	260,00	180,00
16	315	18	3400,00	2850,00	290,00	190,00
17	355	20	3950,00	3160,00	320,00	200,00

*PE- polietilenă **OL- oțel

Notă: Pentru diametre ale racordului de polietilenă mai mari de 355 mm și pentru diametre ale racordului de oțel mai mari sau egale de 22 inch valorile elementelor de calcul $C_{(s)D}$ și $C_{(m)D}$ al componentei $C_{(E)}$ a tarifului de racordare la SD, se stabilesc de OS

Tipul postului de reglare măsurare	Debitul maxim [m ³ /h]	$C_{(s)}$ [lei]
cu firidă și regulator	10	450,00
	16	460,00
	20	480,00
	25	500,00
	35	550,00
	40	650,00
	50	770,00
	65	900,00
	75	1050,00
	100	1250,00
	125	1550,00
	140	1850,00
	160	2150,00
	200	2550,00
	250	3050,00
500	4500,00	

4.1.4. Aspecte transfrontaliere

Accesul la infrastructura transfrontalieră, aspecte privind cooperarea în domeniu

„Documentul de concept pentru dezvoltarea unui sistem entry/exit pe piața de gaze naturale din România și implementarea codurilor de rețea europene” elaborat de un grup de lucru format din reprezentanți ai Comisiei Europene, ACER, ENTSOG, ANRE și SNTGN TRANSGAZ S.A. a fost implementat prin aprobarea **Ordinului ANRE nr. 167/2018 privind modificarea și completarea Codului rețelei pentru Sistemul național de transport al gazelor naturale**, aprobat prin Ordinul ANRE nr. 16/2013, care a intrat în vigoare la data de 19 septembrie 2018.

În cadrul inițiativei Comisiei Europene pentru conectarea rețelelor de gaze în Europa Centrală și de Sud-Est (CESEC), lansată în 2015, vicepreședintele Comisiei Europene, Maroš Šefčovič, comisarul pentru politici climatice și energie, Miguel Arias Cañete, miniștrii

energiei din 9 state din UE și din Comunitatea Energiei și din 8 părți contractante din Europa Centrală și de Sud-Est au semnat la septembrie 2017, la București, un memorandum de înțelegere (MoU) de completare a inițiativei CESEC existente. Totodată, a fost agreată foaia națională de parcurs pentru îmbunătățirea acordurilor comerciale din regiune și a fost reconfirmat angajamentul de a realiza cu rapiditate proiectele prioritate în domeniul gazelor și lansarea a două noi grupuri de operatori de sisteme de transport de gaze care au în vedere punerea în aplicare a fluxului invers în sistemul de gazoducte transbalcanic și, respectiv, pe așa-numitul "coridor vertical" dintre Bulgaria, Grecia și România, ambele urmând să fie sprijinite de Comisia Europeană. Ca urmare, în cursul anului 2018 au fost monitorizate activitățile desfășurate pentru obiectivele menționate anterior, au fost evaluate și apreciate progresele realizate în implementarea proiectelor prioritare, respectiv demararea construcției secțiunii românești a coridorului Bulgaria- Romania- Ungaria - Austria (BRUA). De asemenea, s-a pus accent pe abordarea și materializarea tuturor punctelor din Planul de acțiuni actualizat și a fost subliniată necesitatea de a accelera punerea acestora în aplicare.

Monitorizarea planurilor de investiții

Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012 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

Operatorul de transport și de sistem are obligații privind elaborarea planului de dezvoltare și de investiții pe zece ani, în baza strategiei naționale și a planului european de dezvoltare elaborat de ENTSOG, în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de gaze naturale și a surselor, inclusiv importurile și exporturile de gaze naturale, cu respectarea principiilor enunțate în *Directiva 2009/73/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă în sectorul gazelor naturale și de abrogare a Directivei 2003/55/CE*, cu includerea investițiilor aferente proiectelor de interes comun. Acestea au impact transfrontalier și beneficiază de anumite facilități, inclusiv de finanțări, acordate la nivel național și european.

SNTGN TRANSGAZ S.A. a efectuat o evaluare la nivel național privind adecvarea capacităților sistemului de transport, în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (4) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețelele pentru transportul gazelor naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005. Astfel, s-au prezentat proiectele majore transfrontaliere și modul de integrare a acestora în rețeaua europeană. Realizarea acestor proiecte se decide în corelare cu evoluția surselor de gaze naturale și a cererii de consum.

SNTGN TRANSGAZ S.A. participă, în calitate de membru al grupului de cooperare al OTS europeni din cadrul ENTSOG la elaborarea documentului Ten Year Network Development

Plan (TYNDP), în conformitate cu prevederile art. 8 alin. (10) din Regulamentul (CE) nr. 715/2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de gaze naturale și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1775/2005 (Regulamentul nr. 715/2009), pe baza planurilor naționale și regionale de investiții.

Planul de dezvoltare a sistemului național de transport al gazelor naturale pentru perioada 2018-2027 (denumit în continuare *PDSNT*) elaborat de SNTGN TRANSGAZ S.A. a fost aprobat de ANRE prin Decizia nr. 1954/2018.

PDSNT 2018-2027 reprezintă actualizarea și completarea *PDSNT* aferent perioadei 2017-2026, în conformitate cu prevederile *Legii*, cu următoarele:

- actualizarea caracteristicilor tehnice, a traseului conductelor, a valorilor și a termenelor estimate de realizare a proiectelor de interes comun, precum și a proiectelor naționale de interes major cuprinse în *PDSNT 2017-2026*, ca urmare a semnării unor contracte sau a actualizării unor documentații tehnice;
- **inclusiunea lucrărilor de investiții privind dezvoltarea și modernizarea SNT intern în perioada 2018-2027**, respectiv a lucrărilor de reabilitare și de mentenanță programate pentru perioada 2018-2027;
- introducerea unor proiecte noi pentru:
 - preluarea cantităților de gaze naturale din rezervele nou descoperite în Marea Neagră, în baza rezultatelor finale obținute prin procesele de explorare în vederea exploatării unor zăcăminte comerciale de gaze naturale și a evoluției cererii de capacitate;
 - interconectarea SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret;
 - modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale aferent depozitelor de înmagazinare Bilciurești, Sărmășel, Moinești și Ghercești în care SNGN Romgaz SA-Filiala de înmagazinare gaze naturale DEPOGAZ Ploiești are calitatea de operator, precum și a depozitului de înmagazinare Târgu Mureș, proiect inițiat de Depomureș, în calitate de titular de acord de concesiune.

PDSNT are impact asupra dezvoltării Sistemului Național de Transport al gazelor naturale și asupra acțiunilor operatorilor la piața gazelor naturale, deoarece pune la dispoziția părților interesate informații privitoare la:

- extinderea infrastructurii de transport gaze naturale pentru îmbunătățirea aprovizionării cu gaze naturale a unor zone naționale deficitare;
- evoluția capacităților de interconexiune în contextul integrării pieței europene de gaze naturale;
- capabilitatea actuală și de perspectivă a SNT de a răspunde cerințelor utilizatorilor de rețea, corelată cu obiectivele strategiei și politicii energetice naționale, prin diversificarea la nivel regional din diverse noi surse de aprovizionare off-shore și on-shore în scopul valorificării acestora pe piața românească și pe alte piețe din regiune;
- oportunitățile zonale de racordare la SNT a consumatorilor finali eligibili și operatorilor de sistem;
- corelarea pe termen mediu și lung a strategiei investiționale și de mentenanță a SNTGN TRANSGAZ S.A., care va avea impact asupra performanțelor serviciului și siguranței sistemului de transport;
- creșterea capacității de transport prin SNT pentru asigurarea acoperirii cererii de consum în perioadele de vârf în concordanță cu producția de gaze naturale, respectiv

cu mărirea capacității de injecție/extracție din depozitele de înmagazinare a gazelor naturale.

Scenariile analizate în cadrul *PDSNT 2018-2027* au fost corelate cu scenariile de dezvoltare la nivel european și regional în cadrul ENTSOG, în contextul elaborării Planului european de dezvoltare a rețelei pe 10 ani.

Planul european ENTSOG cuprinde proiectele europene, din care unele au statut de proiecte de investiții de interes comun (PCI), cu impact asupra capacității de interconectare a sistemului. România face parte din interconexiunea nord-sud din Europa de Vest („NSI East Gas”) prevăzută în Anexa I la Regulamentul (UE) 347/2013, cap. 2 „Coridoare prioritare privind gazele” pct. 6: „*Interconexiuni nord-sud privind gazele naturale din Europa Centrală și din Europa de Sud-Est („NSI East Gas”): infrastructuri pentru conexiuni regionale privind gazele naturale între regiunea Mării Baltice, Marea Adriatică și Marea Egee, estul Mediteranei, Marea Neagră și bazinul est-mediteranean, în special pentru sporirea diversificării și a siguranței în aprovizionarea cu gaze*”.

Proiectele majore de investiții, codificate de la **7.1** la **7.9**, propuse de OTS în *PDSNT 2018-2027*, se prezintă în tabelul următor:

Realizari proiecte majore pe 2018 din PDSNT 2018-2027 aprobat prin Decizia ANRE nr. 1954/14.12.2018								
Nr. Proiect	Denumire obiectiv	L (km)	Valoare PDSNT 2018-2027 (mil. EUR)	Realizări 2013 - 2017 (mil. EUR)	Plan 2018 PDSNT (mil. EUR)	Realizat 2018 (mil. EUR)	Plan 2019 -2027 (mil. EUR)	statut proiect
7.1.1	Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze	479	478,59	8,52	165,3	66,3	304,77	FID
7.1.2		50	68,8	0,1	0	0,11	68,7	A non FID
7.2	Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de Transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre (Marea Neagră - Podișor)	308,2	360,36	0,94	0,06	0,43	359,36	A non FID
7.3	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu conducta de transport internațional gaze naturale TI și reverse flow Isaccea (Isaccea TI-Onești)	66	101	0,26	8	0,6	92,74	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	165,15	174,25	1,59	10,5	0,56	162,16	A non FID
7.5	Amplificarea coridorului bidirecțional de transport gaze naturale Bulgaria -Romania - Ungaria - Austria (BRUA faza 3)	645	530	0	0	0	530	LA non FID
7.6	Proiect privind noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor din Marea Neagră (Vadu - TI)	25	9,14	0,12	3,5	0,01	5,52	A non FID
7.7	Interconectarea România - Serbia (Recas-Mokrin)	85 RO (12 Se)	42,4	0,01	1,0	0,1	41,39	A non FID
7.8	Modernizare SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1	0	13,9	0,01	0,1	0,33	13,8	FID
7.9	Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret – proiect nou 2018	130	125	0	0,4	0	124,6	LA non FID
	TOTAL proiecte majore (inclusiv PCI) din care:	1.953,4	1.903,4	11,6	188,9	68,4	1.703,0	PM
	Total proiecte PCI	1.548,2	1.538,8	9,8	173,4	67,4	1.355,6	PCI
	Total proiecte majore -FID	545,0	593,5	8,8	173,4	67,2	411,3	FID
	Total proiecte majore -A non FID	633,4	655,0	2,8	15,1	1,2	637,1	A non FID
	Total proiecte majore- LA non FID	775,0	655,0	0,0	0,4	0,0	654,6	LA non FID

PDSNT 2018-2027 prezintă situația centralizată a proiectelor majore de interconexiune a sistemului național de transport cu sistemele vecine, cu defalcarea valorii totale prognozate în fiecare an, pe baza statutului proiectelor privind decizia de finanțare a acestora. Conform datelor prezentate de SNTGN TRANSGAZ S.A., finanțarea proiectelor majore, în valoare totală estimată de 1,903 miliarde Euro pentru perioada 2018-2027 din care cca. 1,248 miliarde EUR pentru proiectele cu statut FID și A non FID va fi acoperită în procent de 35 % din surse proprii și 65 % din surse atrase (împrumuturi și fonduri nerambursabile).

Proiectele majore prevăzute în *PDSNT 2018-2027* au în vedere ultimele evoluții privind traseele de transport gaze naturale la nivel european, respectiv cele două noi surse importante de aprovizionare cu gaze naturale din regiunea Mării Caspice și cele recent descoperite în Marea Neagră și se prezintă în continuare:

7.1. Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria (BRUA) –cod proiect TRA-N-358 (TYNDP)

Proiectul este cuprins în Lista 3 PCI/2017 poziția 6.24 din cadrul proiectului ”Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – România – Ungaria –Austria (ROHUAT/BRUA).

Implementarea Proiectului BRUA are drept rezultat asigurarea posibilității fizice de curgere bidirecțională permanentă prin interconectările cu Bulgaria și Ungaria, asigurându-se următoarele capacități de transport:

- capacitate de transport la finalizarea etapei I spre Ungaria de 1,75 miliarde Smc/an, respectiv spre Bulgaria de 1,5 miliarde mc/an;
- capacitate de transport la finalizarea etapei II spre Ungaria de 4,4 miliarde mc/an, respectiv spre Bulgaria de 1,5 miliarde mc/an.

Proiectul în valoare totală estimată de 547,39 mil EUR, vizează interconectarea SNT cu sistemele similare ale Bulgariei și Ungariei, prin construirea unei conducte noi de transport gaze naturale care să realizeze legătura între Nodul Tehnologic (NT) Podișor și SMG Horia, care se va realiza în două etape, fiind împărțit în proiecte distincte:

7.1.1 „Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport gaze naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria (BRUA)” - Faza 1 (proiect FID pentru care s-a luat decizia finală de investiție) în valoare estimată de 478,6 milioane EUR, cu termen de finalizare anul 2019, constă în realizarea a 479 km conductă de transport Ø 32" x 63 bar pe traseul Podișor –Recaș și a 3 stații de comprimare Podișor, Bibești și Jupa, fiecare cu două agregate de comprimare (unul în funcțiune și unul în rezervă), cu posibilitatea de asigurare a fluxului bidirecțional de gaze naturale.

Pentru finanțarea Fazei I a proiectului au fost obținute două granturi de finanțare din partea UE, în valoare de 1,52 mil. EUR și unul în valoare de 179,3 mil EUR și s-au încheiat contracte de finanțare cu BERD și BEI în valoare de 160 mil EUR.

Stadiul actual al proiectului

Proiectul se află în curs de realizare, lucrările de execuție a celor 3 stații de comprimare, precum și a conductei de transport în lungime de 479 km au fost demarate în cursul anului 2018, cu termen de finalizare decembrie 2019.

Proiectul a parcurs toate etapele de autorizare necesare realizării unui PCI în conformitate cu prevederile Regulamentului (UE) nr. 347/2013 și a legislației naționale în vigoare, obținând decizia exhaustivă în data de 21.03.2018.

7.1.2 „Dezvoltarea pe teritoriul României a Sistemului Național de Transport Gaze Naturale pe Coridorul Bulgaria - România - Ungaria – Austria (BRUA)” - Faza a II-a (6.24.4 –poziția 4 în Lista 3 PCI/2017), constă în capacități de transport gaze naturale”, (proiect A non FID) în valoare prognozată de 68,8 milioane EUR constă în realizarea a 50 km conductă de transport Ø 32" x 63 bar **pe traseul Recaș - Horia și amplificarea capacității celor 3 stații de comprimare Podișor, Bibești și Jupa, prin montarea unui agregat suplimentar de comprimare în fiecare stație, precum și a stației de măsurare gaze naturale SMG Horia.**

Termenul de finalizare a proiectului Faza a II- este estimat pentru 2022, în funcție de calendarul de desfășurare și de finalizarea procedurii „sezon deschis” angajat pentru rezervarea de capacitate la punctul de interconectare Csanadpalota. Decizia finală privind începerea execuției Fazei a II-a se va lua în iunie 2019, 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.

7.2. Dezvoltarea pe teritoriul României a Coridorului Sudic de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre - cod proiect TRA-N-362 (TYNDP) - inclus în Lista 3 PCI/2017 -6.24.4 poziția 5 - „Conductă țărmul Mării Negre – Podișor (RO) pentru preluarea gazelor din Marea Neagră”, în valoare de 360,4 milioane EUR cu termen de finalizare anul 2020, în corelare cu graficele de realizare ale proiectelor offshore din amonte.

Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale pe direcția Tuzla – Podișor în lungime de 308,2 km, de la țărmul Mării Negre (în zona localităților Tuzla - Amzacea, jud. Constanța) până la NT Podișor jud. Giurgiu, care face legătura între sursele de gaze naturale disponibile de la țărmul Mării Negre și coridorul BRUA, asigurându-se astfel posibilitatea dirijării gazelor spre Bulgaria și Ungaria prin interconectările existente Giurgiu–Ruse (cu Bulgaria) și Nădlac–Szeged (cu Ungaria). Această conductă se va interconecta cu actuala conductă internațională de transport gaze naturale T1. Capacitatea de transport este de 8,14 mil mc/an conform procedurii „Open Season” prezentate pe pagina de internet SNTGN TRANSGAZ S.A.

Valoarea estimată a proiectului prevăzută în PDSNT 2017-2026 a crescut de la 278,3 mil. Euro, la valoarea de 360,4 mil. Euro în PDSNT 2018-2027, ca urmare a finalizării studiului de fezabilitate cu modificarea lungimii conductei de transport de la 307 km la 308,2 km.

Stadiul actual al proiectului

Ca urmare a finalizării documentațiilor tehnice în vederea obținerii autorizației de construire precum și a deciziei exhaustive din data de 12.07.2018, lungimea conductei de transport este de 308,4 km (tronsonul I în lungime de 32,5 km cu diametru Ø 48" și tronsonul II în lungime de 275,9 km cu diametru Ø 40"), rezultată în urma schimbării traseului pentru evitarea unor situri arheologice din zonă.

Decizia de finanțare a proiectului este condiționată de încheierea contractelor comerciale (proiect A non FID). Termenul de finalizare a proiectului a fost amânat până în anul 2021, ca urmare a reluării procesului de rezervare de capacitate incrementală pentru PM Tuzla.

7.3 - Interconectarea sistemului național de transport cu conducta de transport internațional al gazelor naturale T1 și reverse flow Isaccea - cod proiect TRA-N-139 (TYNDP)-Lista 3 PCI -6.24.10 (culoar Isaccea T1 –Onești).

În urma finalizării studiului de fezabilitate, proiectul în valoare totală de 101 mil. Euro, a fost reconsiderat și împărțit în două faze, Faza I în valoare 8,8 mil Euro, cu termen de finalizare 2018 și Faza a II-a în valoare de 92,2 mil EUR cu termen de finalizare 2019.

Proiectul constă în lucrări de interconectare a SNT la conducta de tranzit internațional T1, în zona SMG Isaccea și în lucrări de reparații a conductei de transport (Dn 800 mm) Cosmești – Onești în lungime de 66 km, în faza I. În faza a II-a sunt programate lucrări de modernizare și amplificare a stațiilor de comprimare Siliștea și Onești, precum și modernizări în interiorul NT Siliștea, Șendreni și Onești.

Proiectul va permite asigurarea de fluxuri fizice reversibile prin punctul Negru Vodă 1 spre Isaccea 1 și crearea unui culoar de transport între sistemele din Grecia, Bulgaria, România și Ucraina.

Operatorul intenționează accesarea unor fonduri europene nerambursabile (Proiect FID).

Ca urmare a finalizării studiului de fezabilitate și a detaliilor de execuție, a expertizării conductelor de transport, proiectul a fost reconsiderat prin etapizarea lucrărilor și reevaluarea valorii acestuia, care a crescut de la 65 mil. Euro la 101 mil. Euro. În cadrul lucrării a fost inclusă modernizarea celor stații de comprimare și a celor trei noduri tehnologice aferente proiectului.

Stadiul actual al proiectului

În urma reevaluării proiectului ca urmare a finalizării documentațiilor tehnice și obținerea autorizațiilor și a deciziei exhaustive, valoarea estimată a proiectului este de 99,23 mil. Euro, iar termenul de finalizare a fazei a II-a a fost amânat pentru anul 2020.

7.4 - Dezvoltări în zona de Nord - Est a României în scopul îmbunătățirii aprovizionării cu gaze naturale a zonei precum și a asigurării capacităților de transport spre/dinspre Republica Moldova. Proiectul acceptat ca eligibil pentru finanțarea din fonduri europene de dezvoltare regională, în condițiile stabilite de **Programul Operațional Infrastructura Mare (POIM) în cadrul Axei Prioritare (AP) 8. – Obiectiv Strategic (OS) 8.2 – “Creșterea gradului de interconectare a Sistemului Național de Transport a gazelor naturale cu alte state vecine”,** are o alocare financiară nerambursabilă de 55 mil. Euro.

Proiectul are ca scop asigurarea unei capacități de transport gaze naturale de 1,5 mld. mc/an în punctul de interconectare dintre sistemul de transport al României și cel al Republicii Moldova, pe ruta Onești-Gherăești-Lețcani, cu o valoare totală de 174,25 mil. Euro și termen de finalizare anul 2019 (proiect A non FID).

Proiectul constă în realizarea următoarelor obiective:

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Onești– Gherăești în lungime de 104,1 km. Traseul acestei conducte va fi paralel în mare parte cu conductele existente DN 500 Onești–Gherăești;

- construirea unei conducte noi de transport gaze naturale DN 700, Pn 55 bar, pe direcția Gherăești –Lețcani în lungime de 61,05 km; această conductă va înlocui conducta existentă DN 400 Gherăești–Iași pe tronsonul Gherăești–Lețcani;
- construirea unei noi Stații de comprimare gaze la Onești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă;
- construirea unei noi Stații de comprimare gaze la Gherăești, având o putere instalată de 9,14 MW, 2 compresoare de câte 4,57 MW, unul activ și unul de rezervă.

Ca urmare a finalizării proiectului tehnic pentru obținerea autorizațiilor, ca urmare a modificării traseului conductelor de transport, în lungime de 165,15 km și a creșterii capacității maxime a celor două stații de comprimare Onești și Gherăești, valoarea totală a proiectului a crescut de la 131,7 mil. Euro la valoarea de 174,25 mil. Euro.

Stadiul actual al proiectului

Proiectul este derulat de Autoritatea de management din cadrul Ministerului Fondurilor Europene și beneficiază de o alocare financiară nerambusabilă prin AP8-„Sisteme inteligente și sustenabile de transport al energiei electrice și gazelor naturale” în valoare de cca. 46,3 mil. Euro. În prezent, SNTGN TRANSGAZ S.A. derulează procedurile de achiziție publică, iar termenul de finalizare și punere în funcțiune este 2019-2020.

7.5 - Dezvoltarea pe teritoriul României a coridorului central de transport pentru preluarea gazelor naturale de la țărmul Mării Negre - Amplificarea coridorului de transport bidirecțional Bulgaria - Romania - Ungaria - Austria (BRUA faza 3) - cod proiect TRA-N-959 (TYNDP)- Lista 3 PCI -6.24.10

Proiectul are o valoare estimată de 530 mil. Euro, cu termen de finalizare anul 2023 și constă în 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 onshore precum și asigurarea curgerii reversibile pe interconectarea România-Ungaria. Proiectul este împărțit în două etape: în prima etapă se realizează curgerea reversibilă pe interconectarea România –Ungaria, printr-o conductă nouă Băcia-Hațeg-Horia –Nădlac în lungime de 280 km și două stații de comprimare noi, iar în a doua etapă se realizează dezvoltarea SNT între Onești și Băcia prin înlocuirea/reabilitarea unor tronsoane de conductă existente, două sau trei stații de comprimare noi pe traseul Onești-Băcia.

Proiectele BRUA faza 1, 2 și 3 au fost comasate pe lista actualizată (Lista 3/2017) a **proiectelor de interes comun** publicată în luna noiembrie 2017 ca și anexă la Regulamentul 347/2013 fiind incluse la poziția 6.24 sub denumirea **”Grupul de proiecte care presupune creșterea etapizată a capacității coridorului de transport bidirecțional Bulgaria – Romania - Ungaria – Austria (BRUA faza 1, 2 și 3)”** . Proiectul asigură capacitatea de 1,75 mld. mc/an în prima etapă, 4,4 mld. mc/an în a doua etapă și posibilitatea preluării cantităților de gaze naturale din noile resurse descoperite în Marea Neagră, în cea de-a treia etapă.

Realizarea acestui coridor depinde de evoluția cererii de capacitate și de exploatarea zăcămintelor de gaze naturale din Marea Neagră sau din alte perimetre on-shore, o decizie finală de investiție putând fi luată doar în momentul în care cererea de capacitate este confirmată prin acorduri și contracte de rezervare (proiect LA non FID).

Stadiul actual al proiectului

În prezent a fost finalizat studiul de fezabilitate. SNTGN TRANSGAZ S.A. va demara studiul de fezabilitate în momentul în care vor exista date și informații suplimentare din partea concesiionarilor de perimetre din Marea Neagră (confirmări privind cererile de capacitate).

7.6 - Noi dezvoltări ale SNT în scopul preluării gazelor de la țărmul Mării Negre (Vadu -T1 în dreptul localității Grădina, județul Constanța) – Proiectul este de Importanță Națională prin H.G. nr. 563 din 4 august 2017 și este inclus în Lista PCI (TRA-N-964) la nr. 6.24.10 punctul 3 (proiect A non FID).

Proiectul constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 25 km de la țărmul Mării Negre până la conducta existentă de transport internațional T1, cu o capacitate de transport de 1,1 mld. mc/an, conform procesului „Open-Season”.

Termenul estimat de finalizare este anul 2019, cu o valoare estimată de 9,14 milioane EUR, funcție de graficele de realizare a proiectelor offshore din amonte.

Stadiul actual al proiectului

În urma finalizării proiectului tehnic în vederea obținerii autoizațiilor de construire și a Deciziei exhaustive, termenul estimat de finalizare a proiectului /punere în funcțiune a fost amânat pentru 2019-2020, în corelare cu realizarea proiectelor offshore din amonte.

Procesul de **capacitate incrementală pentru PM Vadu** s-a finalizat cu alocarea de capacitate și semnarea contractului de transport gaze naturale.

7.7 - Interconectarea România – Serbia – interconectarea Sistemului Național de Transport gaze naturale cu sistemul similar de transport gaze naturale din Serbia

Proiectul are scopul de a facilita exportul de gaze naturale spre Serbia (în dreptul localității Mokrin) cu preluare din viitoarea conductă BRUA faza I.

Proiectul constă în stabilirea unei noi direcții de interconectare, respectiv Recaș – Mokrin, printr-o conductă de transport gaze în lungime totală 97 km, din care pe teritoriul României 85 km de conductă (cu diametru Ø 24" cu presiunea de 63 bar) și o stație de măsură. Termenul de finalizare a proiectului, în valoare totală de 50,7 mil. Euro, din care 42,4 mil. Euro aferente lucrărilor de investiții din România, este anul 2020 (proiect A non FID).

În urma finalizării studiului de fezabilitate termenul de realizare a proiectului a fost devansat pentru anul 2020 și valoarea totală a crescut la 50,7 mil EUR (din care 42,4 mil EUR pentru România), datorită schimbării direcției de interconectare de la Arad –Mokrin la Recaș – Mokrin cu creșterea lungimii totale a conductei de transport de la 80 km la 97 km și reamplasării SRM pe teritoriul României.

Stadiul actual al proiectului

În prezent, valoarea proiectului este estimată la 53,76 mil. Euro datorită modificării unor parametri tehnici ai conductei și identificării unor arii naturale protejate, care impun modificarea traseului conductei de transport gaze naturale.

7.8 Modernizarea SMG Isaccea 1 și SMG Negru Vodă 1

În vederea creșterii gradului de asigurare a securității energetice în regiune au fost semnate două Acorduri de Interconectare între SNTGN TRANSGAZ S.A. și PJSC Ukrtransgaz, respectiv Bulgartransgaz pentru PI Isaccea 1 și PI Negru Vodă 1. Proiectul constă în construirea a două stații noi de măsurare gaze în locațiile celor existente, cu modernizarea și dotarea cu instalații noi de măsurare/filtrare/separare și posibilitatea funcționării în regim bidirecțional pentru SMG Isaccea 1 (în valoare de 7,1 mil Euro) și SMG Negru Vodă 1 (în valoare de 6,8 mil Euro). Termenul de finalizare estimat este anul 2019, cu o valoare de 13,9 mil. EUR (proiect FID).

Stadiul actual al proiectului

În prezent, Trasgaz a anunțat creșterea valorii proiectului la 26,7 mil. Euro. Termenul de finalizare pentru SMG Isaccea 1 este anul 2019, iar pentru SMG Negru Vodă 1 este 2019-2020, în funcție de obținerea terenului și a autorizațiilor.

7.9 - Interconectarea sistemului național de transport gaze naturale cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești - Siret

În completarea proiectului privind dezvoltarea SNT în zona de Nord – Est a României pentru creșterea aprovizionării cu gaze naturale a zonei, precum și asigurarea capacităților de transport spre/dinspre Republica Moldova, SNTGN TRANSGAZ S.A. a identificat oportunitatea realizării unei interconectări a SNT cu sistemul de transport gaze naturale din Ucraina, pe direcția Gherăești – Siret.

Proiectul, aflat într-o etapă incipientă, constă în construirea unei conducte de transport gaze naturale în lungime de aproximativ 130 km pe direcția Gherăești – Siret și a instalațiilor aferente, construirea unei stații de măsurare gaze transfrontalieră și amplificarea stațiilor de comprimare Onești și Gherăești, dacă este cazul. Termenul estimat este anul 2025, iar valoarea estimată este de 125 mil Euro (proiect LA non FID).

Proiecte majore în sistemele de înmagazinare a gazelor naturale

În ceea ce privește direcțiile de dezvoltare a sistemelor de înmagazinare gaze naturale, *PDSNT 2018-2027* prezintă 5 proiecte majore propuse de operatorii depozitelor de înmagazinare gaze naturale, respectiv de SNTGN Romgaz S.A. – Filiala de înmagazinare gaze natural Depogaz Ploiești SRL și Depomureș SA, dintre care două sunt cuprinse în Lista PCI actualizată în noiembrie 2017. Aceste proiecte vizează creșterea capacității de înmagazinare și modernizarea sistemului de înmagazinare și conduc la creșterea siguranței în aprovizionare cu gaze a consumatorilor, acoperirea vârfurilor de consum și menținerea caracteristicilor tehnice de funcționare optimă a SNT. Aceste proiecte sunt următoarele:

8.1 „Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare a gazelor naturale în depozitul Bilciurești”- face parte din proiectele de interes național major, având ca scop creșterea capacității de înmagazinare/livrare gaze naturale (la 20 mil.mc/zi) și a siguranței în operare/exploatare a sistemului de înmagazinare.

Proiectul constă în modernizarea instalației de separare, măsurare și uscare grupuri Bilciurești, modernizarea sistemului de aspirație/refulare și răcire în stația de comprimare Butimanu, modernizarea a 19 sonde injecție/extracție, foraj 4 sonde noi, execuția a 11 km conductă transport gaze între depozitul Bilciurești și SC Butimanu, care se va executa în etape.

Termenul estimat de finalizare este 2025, cu valoare estimată de 59 mil. Euro (proiect FID).

8.2 „Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Ghercești” - Proiectul este de interes național și constă dezvoltare și modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale Ghercești pentru asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de 600 milioane mc/ciclu de înmagazinare (stație de comprimare, măsurare, uscarea gaze, modernizare a 46 de sonde de injecție-extracție și a infrastructurii pentru interconectare cu SNT).

Termenul estimat de finalizare este 2025, cu valoare estimată de 122 mil. Euro. (proiect A non FID)

8.3 „Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale în Moldova” - Proiectul este de interes național și constă în transformarea în depozit subteran de înmagazinare subterană a mai multe zăcăminte de producție gaze naturale depletate (Pocoleni, Comănești, Todirești sau Devideni), care îndeplinesc condiții tehnice și caracteristici geologico-fizice în vederea stocării în siguranță a gazelor naturale, în conformitate prevederile legale. Proiectul constă în asigurarea condițiilor de operare la capacitatea de cca. 200 mil mc/ciclu de înmagazinare, capacitate de injecție/extracție 1,4 mil mc/zi/2 mil mc/zi, (stație de comprimare, măsurare, uscarea gaze, instalații tehnologice de suprafață aferente sondelor de injecție-extracție, săparea de noi sonde de injecție-extracție și modernizarea infrastructurii pentru interconectare cu SNT).

Termenul estimat de finalizare este 2025, cu valoare estimată de 80 mil. Euro. (proiect A non FID)

8.4 „Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)” Proiect cuprins în Coridorul NSI East Gas – (Interconectarea Nord-Sud East Gas) pentru Regiunea Europa Centrală și de Est, cuprins în Lista a 3-a PIC/2017 cu nr de referință 6.20.6 - având ca scop dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană existent de la Sărmășel de la capacitatea de 900 milioane mc/ciclu la 1550 milioane mc/ciclu (o creștere cu 650 milioane mc/ciclu), creșterea capacității de injecție cu 4 milioane mc/zi, la un total de 10 milioane mc/zi, creșterea capacității de extracție cu 4 milioane mc/zi, la un total de 12 milioane mc/zi, prin creșterea capacității de comprimare, infrastructură nouă de suprafață pentru 46 de sonde de injecție-extracție și forajul a 15 sonde noi.

Termenul estimat de finalizare este 2024, cu valoare estimată de 136 mil. Euro. (proiect LA non FID)

8.5 „Unitatea de stocare –Depomureș” cuprins în Lista a 3-a PCI / 2017 - 6.20.4- Creșterea capacității de înmagazinare subterană la depozitul subteran Târgu Mureș- în care SC Depomureș S.A. are calitatea de titular de acord de concesiune petrolier și operator al depozitului prin Grupul GDF SUEZ S.A. - având ca scop în re tehnologizarea și dezvoltarea depozitului de înmagazinare subterană gaze naturale Târgu Mureș, cu o capacitate actuală de 300 mil. Mc, prin creșterea flexibilității depozitului prin creșterea capacității de injecție/extracție (de la cca. 1,7 mil. mc/zi la cca. 3.5 mil. mc/zi după implementarea fazei 1, respectiv la cca. 5 mil. mc/zi, după finalizarea fazei a 2-a), respectiv creșterea capacității de înmagazinare a depozitului de la 300 mil. mc la 400 mil. mc într-o prima etapă, respectiv la 600 mil. mc într-o etapă ulterioară, prin realizarea unei stații centrale de gaze (SC, SU, PM bidirecțional), conductă colectoare nouă, modernizarea instalațiilor tehnologice de suprafață aferente sondelor de injecție/extracție, săparea de sonde noi.

Termenul estimat pentru Faza I este anul 2021, iar Faza a II-a după implementarea fazei I, cu valoare totală estimată de 87 mil. EUR; (proiect A non FID)

Costul Proiectelor de înmagazinare PCI

Nr. Crt	Proiectul	Valoarea estimată mil Euro	Termen de finalizare	Importanța proiectului
8.1	Modernizarea infrastructurii sistemului de înmagazinare gaze naturale – Bilciurești	59	2025	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Bilciurești.
8.2	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale a depozitului Ghercești	122	2025	Creșterea capacității de livrare zilnică a gazelor din depozitul Ghercești.
8.3	Depozit nou de stocare subterană a gazelor naturale în Moldova	80	2025	Creșterea capacității de înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale.
8.4	Creșterea capacității de stocare subterană gaze naturale la depozitul Sărmășel (Transilvania)	136	2024	Creșterea capacității de înmagazinare gaze naturale pentru asigurarea securității aprovizionării cu gaze naturale.
8.5	Unitate de stocare – Depomureș (faza 1)	87	2021	Creșterea capacității de înmagazinare gaze naturale și a flexibilității depozitului.
TOTAL Proiecte înmagazinare		~ 0,48 Mld Euro		

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 PDSNT 2018-2027.

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, cu completările și modificările ulterioare.

Valoarea estimată a investițiilor programate în anul 2018 a fost de 687 milioane lei, în creștere cu 60 % față de valoarea programului de investiții pentru anul 2017, care a fost de 429,6 milioane lei. Din această valoare, cca. 501 milioane lei reprezintă valoarea programată pentru lucrările majore de interconexiune și 185,6 milioane lei, reprezintă investiții de modernizare și dezvoltare a sistemului intern.

În anul 2018 s-au realizat proiecte majore în valoare de 288 milioane lei, ceea ce înseamnă aproximativ 57 % din valoarea programată a acestora de 501,7 milioane lei. Investițiile realizate în sistemul de transport intern au avut o valoare de 89,9 milioane de lei, ceea ce reprezintă un grad de realizare de 48 % din valoarea programată a acestora, de cca. 185,6 milioane lei.

Valoarea totală realizată la 31.12.2018 este de 378 milioane lei, reprezentând aproximativ 55% din valoarea programată de 687 milioane lei.

Gradul de realizare a investițiilor prognozate în anul 2018 se prezintă în tabelul următor:

Denumirea categoriei de lucrari	Programat 2018 (lei)	Realizat 2018 (lei)	Grad de realizare 2018 %
TOTAL din care:	687.362.468	378.114.375	55,01
Proiecte majore - interconexiuni	501.746.688	288.192.849	57,44
Investitii in SNT - nivel national,	185.615.780	89.921.526	48,40

Gradul redus de realizare a acestor investiții se datorează, conform explicațiilor SNTGN TRANSGAZ S.A., întârzierilor în obținerea autorizațiilor de construire, a accesului la teren, a obligației de refacere a documentațiilor tehnice, a derulării cu întârziere a procedurilor de achiziție, care au condus la amânarea termenelor de execuție a lucrărilor.

Monitorizarea realizării planurilor de investiții pentru obiectivele/sistemele de înmagazinare a gazelor naturale

Nivelul investițiilor anuale pentru perioada 2019 – 2023, 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.N.G.N. Romgaz S.A. - Filiala de înmagazinare a gazelor naturale Depogaz S.A. Ploiești, variază între 104 și 341 milioane lei/an, detaliate după cum urmează:

- Depozitul Urziceni cu investiții anuale cuprinse între 3 și 6 milioane lei;
- Depozitul Bilciurești cu investiții anuale cuprinse între 12 și 50 milioane lei;
- Depozitul Bălăceanca cu investiții anuale cuprinse între 3 și 12 milioane lei;
- Depozitul Sărmășel cu investiții anuale cuprinse între 81 și 176 milioane lei;
- Depozitul. Ghercești cu investiții anuale cuprinse între 4 și 40 milioane lei;
- Depozitul Moldova (depozit nou înființat) cu investiții anuale cuprinse între 0,6 și 48 milioane lei.

În cursul anului 2018 au fost demarate și finalizate lucrările la următoarele obiective de investiții pentru depozitele de înmagazinare – proiecte de interes comun:

Depozitul Bilciurești

- Modernizare instalații de separare, măsurare și uscare grupuri 57 și 101 Bilciurești;
- Elaborare Caiet de sarcini și achiziție lucrări pentru Modernizare 3 sonde de injecție/extracție, demarat lucrările de modernizare la sonda 136 Bilciurești.

Valoarea lucrărilor executate se ridică la suma de 22,5 mil lei respectiv 4,83 mil euro.

Depozitul Sărmășel

- Elaborare Caiet de sarcini și achiziție lucrări pentru Modernizare 6 sonde de injecție/extracție, finalizat lucrările de modernizare la sondele 94 și 171 Sărmășel;
- Achiziția serviciului de proiectare pentru elaborarea Studiului de fezabilitate.

Valoarea lucrărilor executate se ridică la suma de 2,75 mil lei respectiv 0,59 mil euro.

Valoarea investițiilor realizate de S.C. Depomureș S.A în anul 2018 este de 48,7 milioane lei, reprezentând lucrări de construcții de conducte colectoare, stații de protecție catodică și

instalații și echipamente tehnologice de suprafață aferente depozitului de înmagazinare Tîrgu Mureș.

Valoarea investițiilor prognozate pentru perioada 2019–2023, 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., este de 147 milioane lei, această sumă urmând a fi alocată pentru construcții, echipamente tehnologice, echipamente de măsurare, autovehicule de teren și alte imobilizări 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, cu completările și modificările ulterioare, operatorii de distribuție a gazelor naturale au transmis ANRE planuri de investiții pentru cinci ani.

Valoarea medie anuală estimată pentru perioada 2019-2023, conform planurilor de investiții transmise de OD, este de cca. 439 milioane lei.

Din analiza acestor planuri, în anul 2019 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 3 % din lungimea conductelor de distribuție și a racordurilor aflate în operare la data de 31.12.2018. Conductele noi reprezintă 1% din lungimea totală a conductelor și a racordurilor aflate în operare la sfârșitul anului 2018.

Cei doi mari operatori de distribuție, Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid, au programat pentru anul 2019 investiții în valoare totală de 206,5 milioane lei, respectiv de 182,4 milioane lei, reprezentând aproximativ 47 %, respectiv 42 % din valoarea totală programată pentru anul 2019 de către toți cei 36 de operatori ai sistemului de distribuție.

Pentru cei doi operatori de distribuție, Delgaz Grid S.A. și Distrigaz Sud Rețele S.R.L., care operau la 31.12.2018 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 0,16 % din lungimea totală a conductelor de distribuție operate de aceștia.

4.1.5. Respectarea prevederilor legislației europene

Respectarea deciziilor ACER și ale Comisiei Europene

În conformitate cu prevederile art. 102¹ (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 2018 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.

4.2. 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 a înregistrat o ușoară scădere, în comparație cu anul 2017, atingând nivelul de aproximativ 129,54 TWh, cu o scădere de 0,25% în 2018 față de 2017.

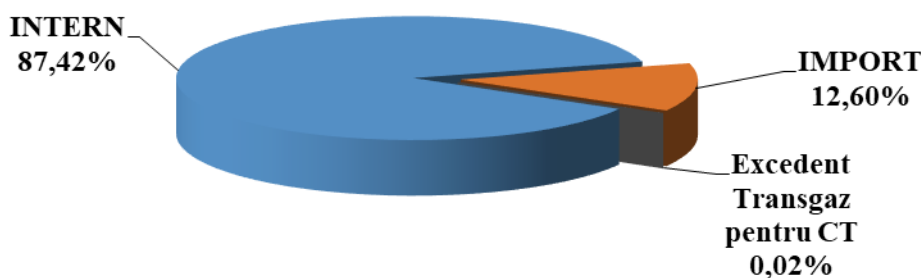
Numărul de participanți pe piața gazelor naturale din România a crescut constant pe măsură ce piața a fost liberalizată, mai ales în sectorul furnizării de gaze naturale, cuprinzând, în anul 2018:

- un operator al Sistemului Național de Transport – SNTGN TRANSGAZ S.A.;
- 8 producători: Romgaz, OMV Petrom, Amromco Energy, Foraj Sonde, Hunt Oil Company Of România, Mazarine Energy România, Raffles Energy și Stratum Energy România;
- furnizori externi care aduc gaze naturale din surse externe în România: AIK Energy Ltd, E.ON Energiakereskedelmi Kft, Energiko EOOD, Engie Energy Management S.A. Franța, Gazprom Schweiz AG, Imex Oil Limited, MET Austria Energy Trade GmbH, MET Energy Trading Bulgaria EAD, MET Magyarorszag Zrt, Trafigura Nat Gas Ltd, Udinex SPLL, Vitol Gas and Power B.V., Wier Bulgaria EOOD și Wier Hungary Kft;
- 2 operatori de înmagazinare: Romgaz – Filiala de Înmagazinare de Gaze Naturale Depogaz Ploiești S.R.L. și Depomureș;
- 35 de operatori de distribuție - cei mai mari fiind Distrigaz Sud Rețele și Delgaz Grid;
- 97 de furnizori activi prezenți pe piața de gaze naturale, din care 35 de furnizori activează pe piața reglementată de gaze naturale.

4.2.1. Piața angro de gaze naturale

Producția internă de gaze naturale în anul 2018, producție curentă și extrasă din înmagazinare, ce a intrat în consum a reprezentat aproximativ 87,42% din totalul surselor. Primii doi producători (Romgaz și OMV Petrom) au acoperit împreună aproximativ 95,95% din această sursă.

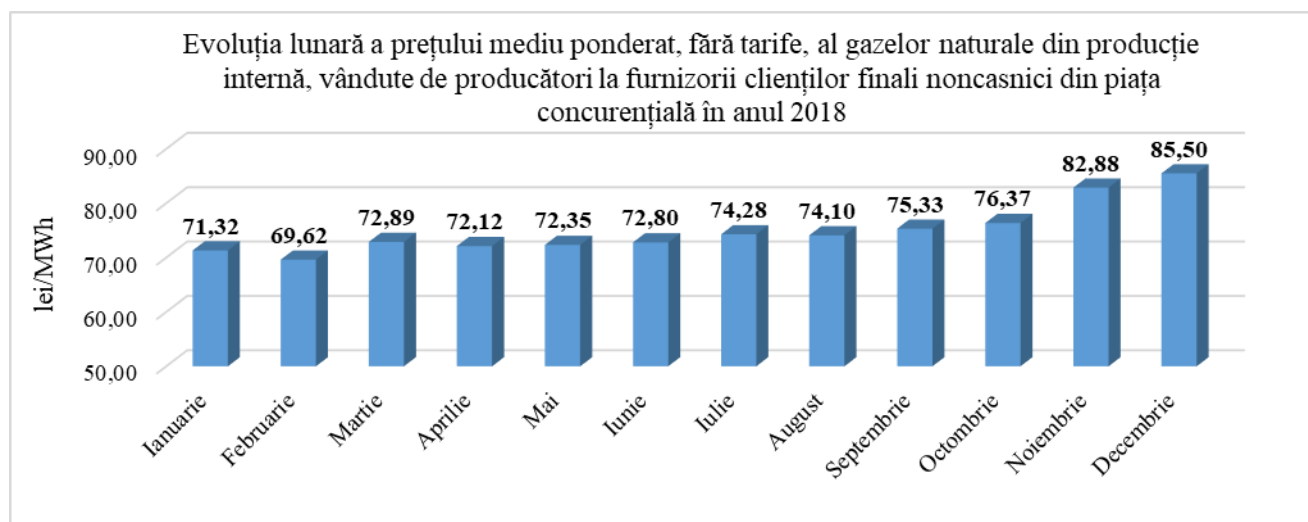
Tipul surselor de gaze naturale intrate în consum în anul 2018



Producția extrasă din perimetrele de producție, în cursul anului 2018, 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	9.549.658,566	-
Februarie	9.123.959,604	-
Martie	10.001.684,219	176.774,725
Aprilie	9.143.435,962	2.561.909,998
Mai	9.161.862,164	3.050.995,101
Iunie	8.897.393,456	2.785.833,291
Iulie	9.260.863,715	3.637.642,645
August	9.093.228,711	3.590.437,112
Septembrie	8.936.944,200	3.003.043,315
Octombrie	9.251.591,871	1.107.509,994
Noiembrie	9.148.537,028	275.474,071
Decembrie	9.633.798,913	-
Total 2018	111.202.958,409	20.189.620,252

Evoluția prețului mediu ponderat al gazelor naturale din producție internă, achiziționate de furnizorii care dețin în portofoliu clienți noncasnici, direct de la producătorii de gaze naturale.



În anul 2018, producția de gaze naturale din România, a fost asigurată de un număr de 8 producători de gaze naturale: S.N.G.N. Romgaz S.A., OMV Petrom S.A., Amromco Energy S.R.L., Raffles Energy S.R.L., Foraj Sonde S.A., Stratum Energy LLC, Hunt Oil Company Of România S.R.L. și S.C. Mazarine Energy România S.R.L.

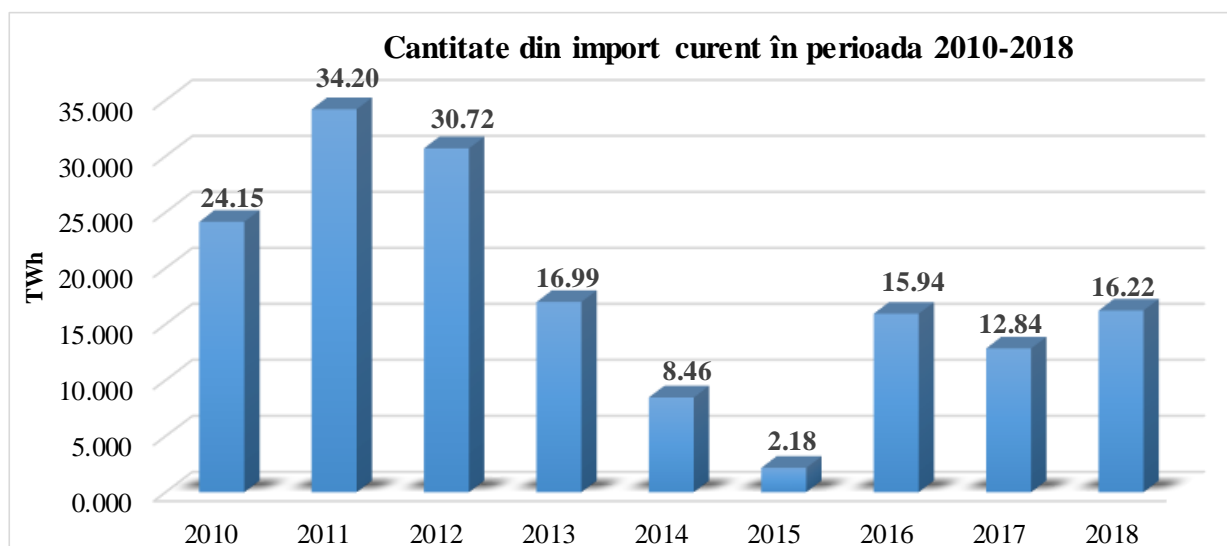
Cantitatea de gaze naturale produsă în anul 2018 a fost de 111,203 TWh, după cum urmează:

TWh

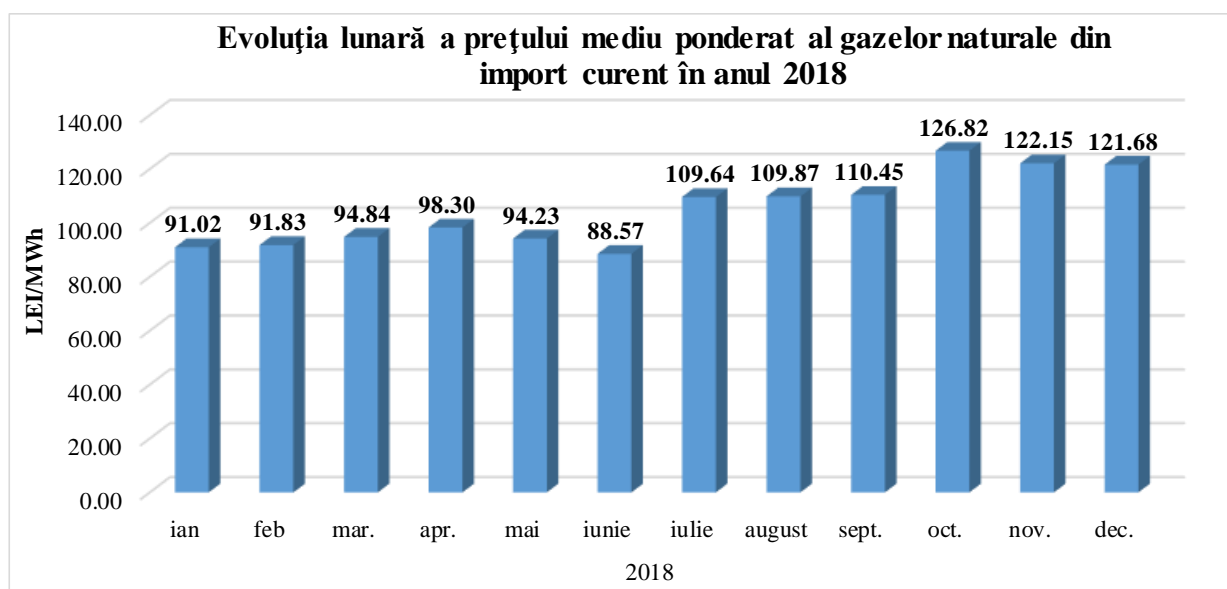
Amromco Energy	Foraj Sonde	Hunt Oil Company	Mazarine Energy Romania	OMV Petrom	Raffles Energy	Romgaz	Stratum Energy Romania	Total
2,352	0,099	0,814	0,137	50,495	0,041	55,986	1,279	111,203

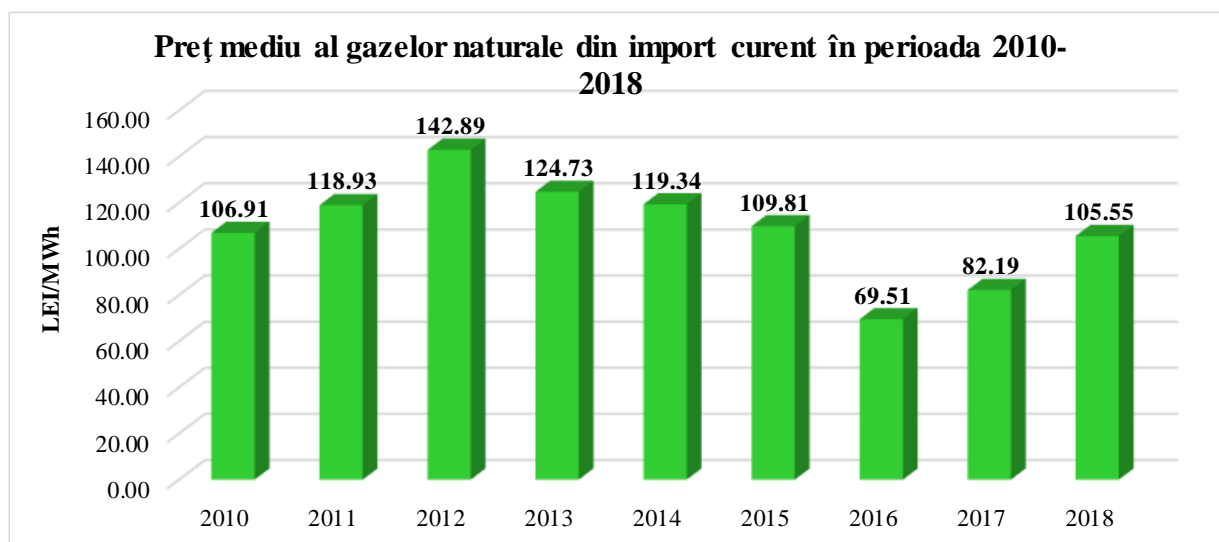
Importul ce a intrat în consum în 2018, import curent și extras din înmagazinare, a reprezentat 12,60% din totalul surselor. Primii trei importatori - furnizori interni - au realizat împreună aproximativ 59,70% din aceste cantități.

Luna	Producția internă curentă (MWh)	Import direct (MWh)
Ianuarie	9.549.658,566	2.747.261,768
Februarie	9.123.959,604	2.346.560,030
Martie	10.001.684,219	3.231.454,056
Aprilie	9.143.435,962	12.434,223
Mai	9.161.862,164	3.353,713
Iunie	8.897.393,456	4.061,515
Iulie	9.260.863,715	240.550,543
August	9.093.228,711	625.339,896
Septembrie	8.936.944,200	1.305.626,155
Octombrie	9.251.591,871	756.377,276
Noiembrie	9.148.537,028	1.828.398,298
Decembrie	9.633.798,913	3.120.928,140
Total 2018	111.202.958,409	16.222.345,613



Și în anul 2018 are loc o revigorare a consumului din import, față de anii 2014 și 2015 (așa cum se poate observa din grafic) rezultată pe fondul creșterii consumului anual.





Referitor la prețurile gazelor naturale din import curent, facem precizarea că acestea sunt prețuri medii ponderate 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 2018 au fost următoarele:

Luna	Cantitate exportată (MWh)
Ianuarie	0,000
Februarie	0,000
Martie	0,000
Aprilie	75.962,318
Mai	78.494,396
Iunie	75.962,318
Iulie	78.494,396
August	0,000
Septembrie	0,000
Octombrie	7.447,851
Noiembrie	8.714,670
Decembrie	7.447,851
Total 2018	332.523,801

Înmagazinarea gazelor naturale

Activitatea de înmagazinare a gazelor naturale, în perioada de vară este necesară funcționării în condiții optime a pieței românești, datorită faptului că, producția curentă împreună cu 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 2018 (MWh)
-----------------------	---

Producători	8.809.998,024
Restul participanților la piață	15.295.669,081
Total înmagazinat	24.105.667,105

Ca 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 2018-2019, 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 a gazelor naturale trebuiau 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
2018	21.361.797,373

În tabelul de mai jos este evidențiată evoluția lunară a stocului de gaze naturale existent în depozitele de înmagazinare subterană în cursul anului 2018.

Stoc 2018	Total (MWh)
Ianuarie 2018	11.746.512,553
Februarie 2018	6.959.536,907
Martie 2018	4.150.860,918
Stoc la sfarsitul ciclului de extractie	4.150.860,918
Aprilie 2018	6.354.572,783
Mai 2018	9.405.567,888
Iunie 2018	12.175.167,383
Iulie 2018	15.769.620,022
August 2018	19.316.754,555
Septembrie 2018	22.904.126,190
Octombrie 2018	23.783.676,115
Stoc la sfarsitul ciclului de injectie 2018*	24.105.667,105
Noiembrie 2018	20.651.441,068
Decembrie 2018	14.461.290,978

*au fost luate în considerare și extracțiunile realizate în cursul verii

Pe piața de gaze națională acționează doi operatori de înmagazinare subterană a gazelor naturale, Depomureș S.A. și S.N.G.N. Romgaz S.A. – Filiala de Înmagazinare de Gaze Naturale Depogaz Ploiești S.R.L. 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)
Romgaz	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	16.121.839,816
	2018		3.486.578,156	18.095.856,140
Depomureș	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	3.021.150,985
	2018		664.282,762	2.362.868,907

*nu cuprinde stocurile de gaze naturale rămase din ciclurile anterioare de injecție, după activitatea de extracție.

Piețe centralizate

În anul 2018, cantitățile tranzacționate pe piețele centralizate, pe platformele administrate de către operatorii OPCOM și BRM, au însumat un volum total de 70,51 TWh, din care 68,01 TWh pentru piața angro și 2,50 TWh pentru piața en-detail, după cum urmează:

Luna	Piața	Prețuri medii lunare (Lei/MWh)	Cantități tranzacționate (MWh)
Ianuarie	angro	80,44	2.832.390,000
	en-detail	122,14	18.284,000
Februarie	angro	79,41	3.000.416,000
	en-detail	107,36	70.152,246
Martie	angro	77,32	20.811.436,000
	en-detail	117,53	45.678,970
Aprilie	angro	81,61	7.740.500,000
	en-detail	124,62	394.589,150
Mai	angro	86,00	7.564.306,000
	en-detail	129,78	205.958,960
Iunie	angro	93,90	847.623,000
	en-detail	130,02	56.498,410
Iulie	angro	94,88	738.630,676
	en-detail	122,07	134.782,56
August	angro	103,83	1.600.315,000
	en-detail	133,49	175.941,530
Septembrie	angro	111,10	1.443.647,490
	en-detail	167,21	540.244,570
Octombrie	angro	111,29	8.249.467,026
	en-detail	169,44	228.589,617
Noiembrie	angro	116,94	7.427.474,078
	en-detail	157,47	167.448,480
Decembrie	angro	121,26	5.758.256,664

	en-detail	149,74	461.809,990
Total 2018	angro	92,90	68.014.461,934
	en-detail	145,17	2.499.978,479
			70.514.440,413

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 platformele de tranzacționare ale BRM, platforma la disponibil, pe platforma STEG, platforma Piața intra-zilnică și Piața pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale, precum și cantitățile tranzacționate pe Piața pentru Ziua Următoare de Gaze Naturale, de pe platforma administrată de OPCOM; prețurile aferente acestora reprezintă media ponderată cu cantitățile a prețurilor tranzacțiilor încheiate pe platformele administrate de cei doi titulari de licență pentru desfășurarea activității de administrare a piețelor centralizate în sectorul gazelor naturale.

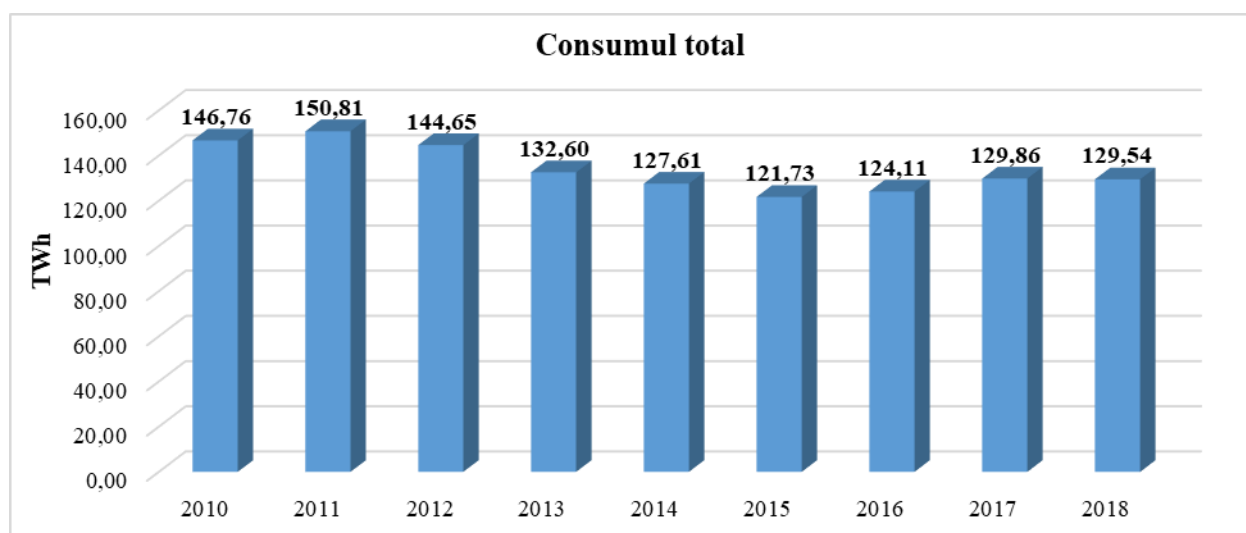
4.2.2. Piața cu amănuntul de gaze naturale

În anul 2018 pe piața cu amănuntul de gaze naturale au activat 80 de furnizori, din care:

- 35 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul reglementată de gaze naturale; și
- 78 de furnizori care activează pe piața cu amănuntul concurențială de gaze naturale.

Numărul total de clienți finali de gaze naturale la nivelul lunii decembrie 2018 a fost de aproximativ 3.865.456, din care 204.454 clienți noncasnici (cca. 5,29%) și 3.661.002 clienți casnici (cca. 94,71%).

Consumul total de gaze naturale înregistrat în 2018 a fost de aproximativ 130 TWh, înregistrând o scădere de 0,25% față de anul 2017.



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.

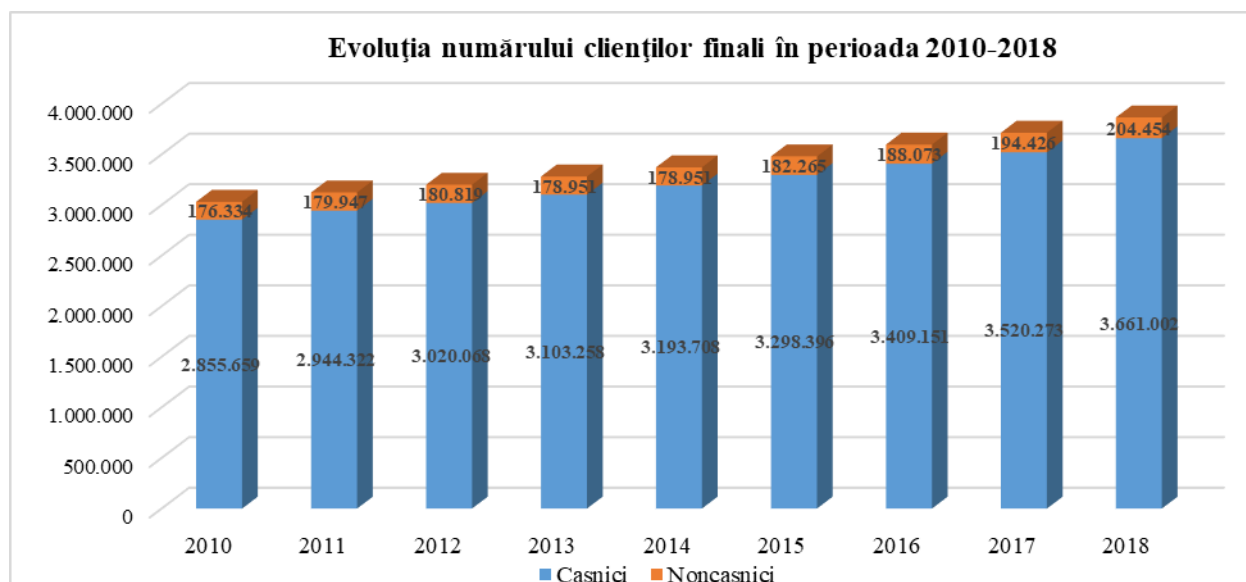
Exceptând aceste consumuri din cel total, în anul 2018, consumul livrat de furnizori către clienții finali a fost de aproximativ 119,19 TWh, din care aprox. 85,25 TWh a reprezentat consumul noncasnic, iar 33,94 TWh consumul casnic, după cum urmează:

Clienți finali	Nr. clienți	Consum* (TWh)	Pondere în total consum
Casnici	3.661.002	33,94	28,48%
Clienți noncasnici	204.454	85,25	71,52%
Total	3.865.456	119,19	

*Consum total livrat către clienții finali (nu include consum tehnologic, consum energetic și abateri datorate instrumentelor de măsură).

În anul 2018, ponderea cantităților consumate de clienții casnici din totalul consumului livrat de furnizori este de **28,48%**, iar numărul acestor clienți reprezintă **94,71%** din totalul clienților finali de gaze naturale. Deși numărul clienților noncasnici reprezintă doar **5,29%** din totalul clienților finali de gaze naturale, ponderea cantităților consumate de aceștia este de **71,52%** din totalul consumului livrat de furnizori în anul 2018.

Luna	Număr clienți		Număr total de clienți	Consum total (MWh)
Ianuarie	Casnic	3.536.200	3.732.588	16.182.176,757
	Noncasnic	196.388		
Februarie	Casnic	3.540.356	3.736.774	15.248.436,369
	Noncasnic	196.418		
Martie	Casnic	3.545.343	3.740.356	14.928.035,384
	Noncasnic	195.013		
Aprilie	Casnic	3.549.137	3.743.695	7.599.452,315
	Noncasnic	194.558		
Mai	Casnic	3.564.231	3.761.055	5.813.643,966
	Noncasnic	196.824		
Iunie	Casnic	3.574.833	3.771.555	5.587.205,282
	Noncasnic	196.722		
Iulie	Casnic	3.585.433	3.783.550	5.178.064,363
	Noncasnic	198.117		
August	Casnic	3.599.303	3.796.741	5.590.216,073
	Noncasnic	197.438		
Septembrie	Casnic	3.606.080	3.802.601	5.948.018,319
	Noncasnic	196.521		
Octombrie	Casnic	3.624.719	3.824.548	8.008.660,579
	Noncasnic	199.829		
Noiembrie	Casnic	3.641.450	3.842.527	12.086.424,351
	Noncasnic	201.077		
Decembrie	Casnic	3.661.002	3.865.456	17.019.435,541
	Noncasnic	204.454		
Total 2018	-	-	-	119.189.769,299



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)	86,44
	A2 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	88,03
	A3 (consum între 11.627,79-116.277,79 MWh/an)	80,45
	A4 (consum între 116.227,80 și 1.162.777,87 MWh/an)	82,07
	A5 (consum peste 1.162.777,87 MWh/an)	68,98
Clienți conectați în sistemul de distribuție	B1 (consum de până la 23,25 MWh/an)	103,38
	B2 (consum între 23,26 - 116,28 MWh/an)	102,45
	B3 (consum între 116,29 - 1.162,78 MWh/an)	96,43
	B4 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	88,90
	B5 (consum între 11.627,79-116.277,79 MWh/an)	85,44
	B6 (consum peste 116.277,80 MWh/an)	81,62

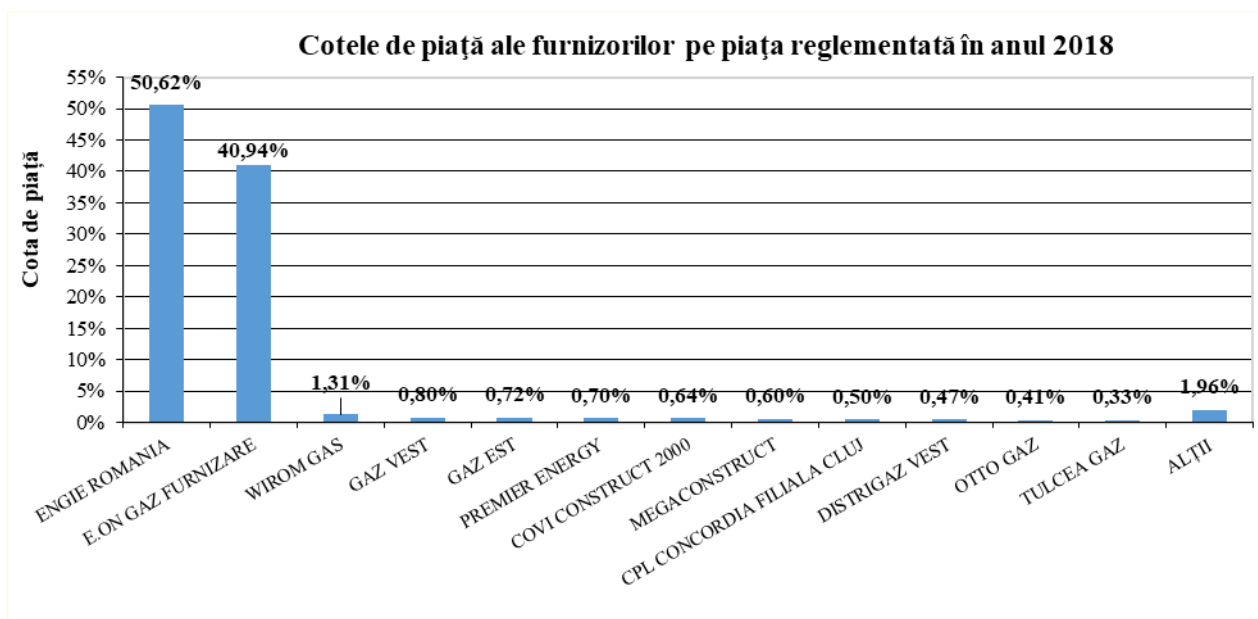
* conform obligațiilor de raportare prevăzute în Ordinul ANRE nr. 5/2013

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)	105,09
Clienți conectați în sistemul de distribuție	B1 (consum de până la 23,25 MWh/an)	130,65
	B2 (consum între 23,26 - 116,28 MWh/an)	128,32
	B3 (consum între 116,29 - 1.162,78 MWh/an)	126,02
	B4 (consum între 1.162,79-11.627,78 MWh/an)	123,11

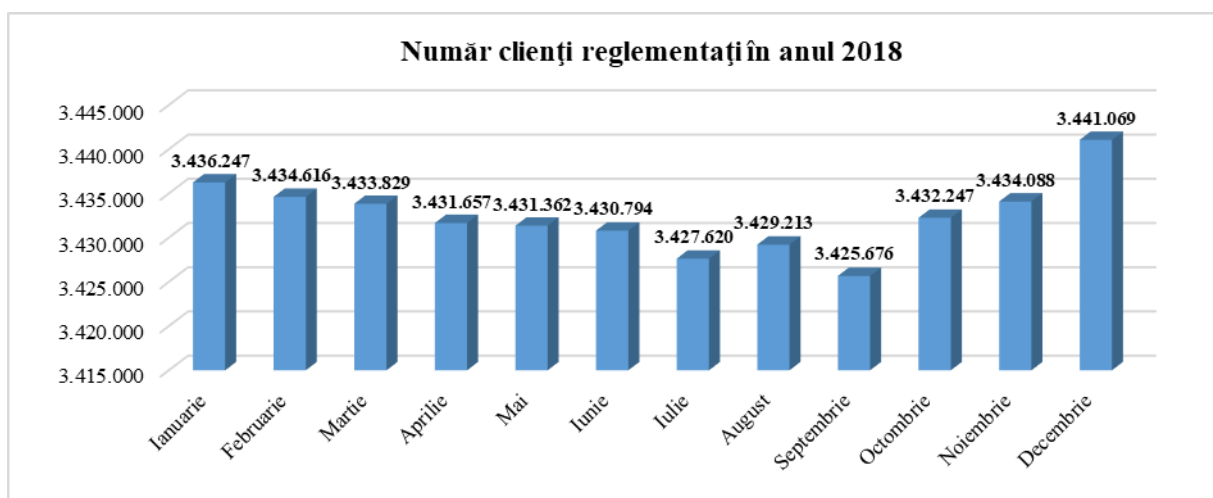
*conform obligațiilor de raportare prevăzute în Ordinul ANRE nr. 5/2013

Piața cu amănuntul reglementată

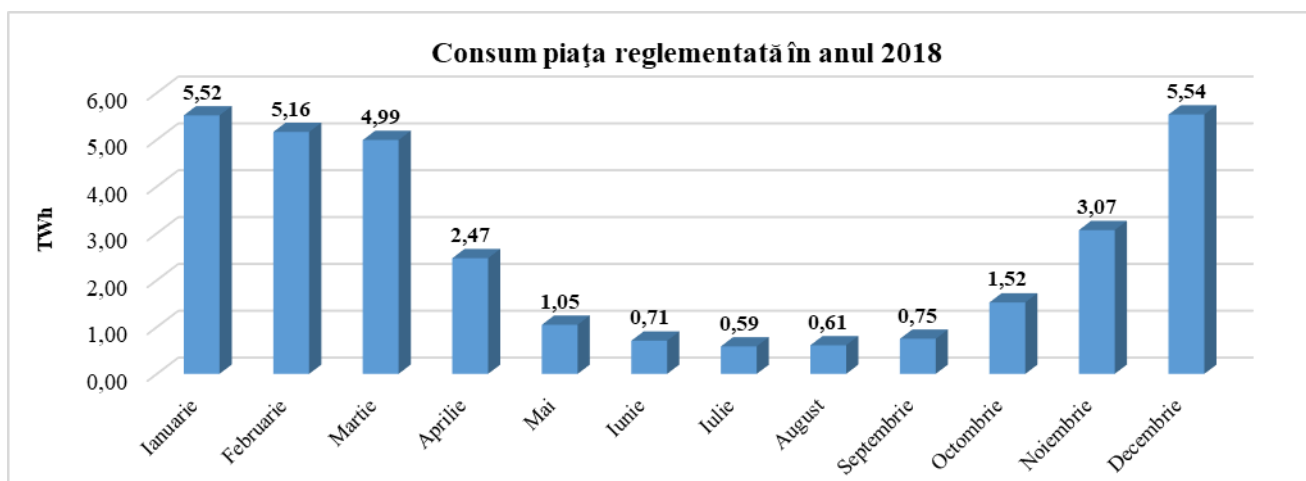
În anul 2018, pe piața reglementată de gaze naturale au activat 35 de furnizori, iar ponderea acestora este prezentată în graficul următor:



Numărul total de clienți reglementați în decembrie 2018 a fost de 3.441.069, aceștia reprezentând doar clienți casnici, iar evoluția lor în cursul anului 2018 este prezentată în graficul de mai jos:

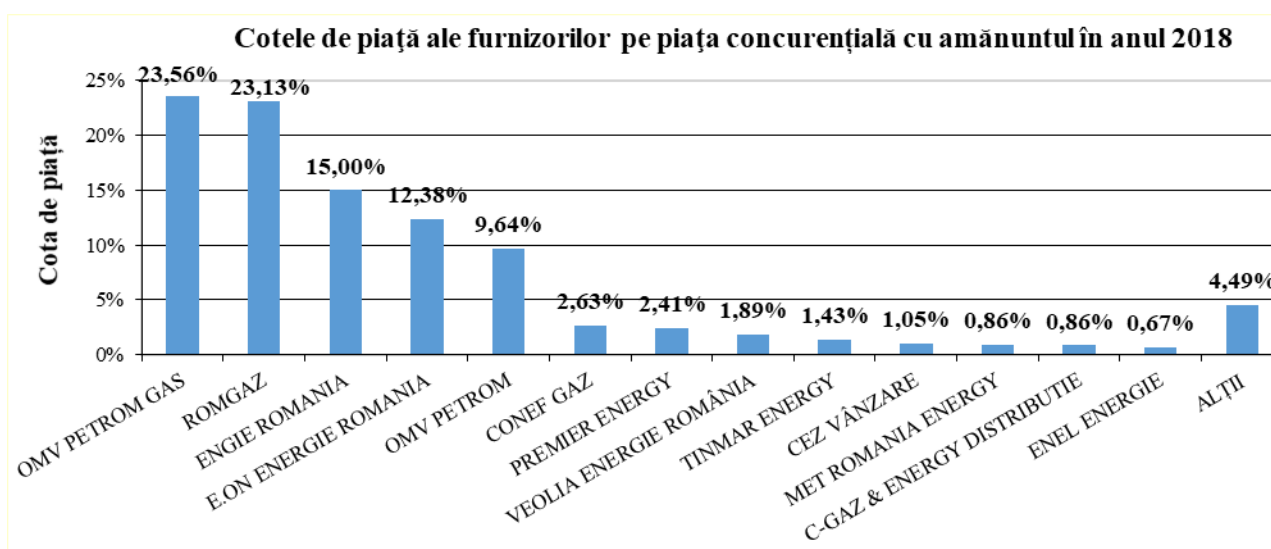


Consumul clienților reglementați în anul 2018 a fost de 31,98 TWh și a evoluat conform graficului următor:

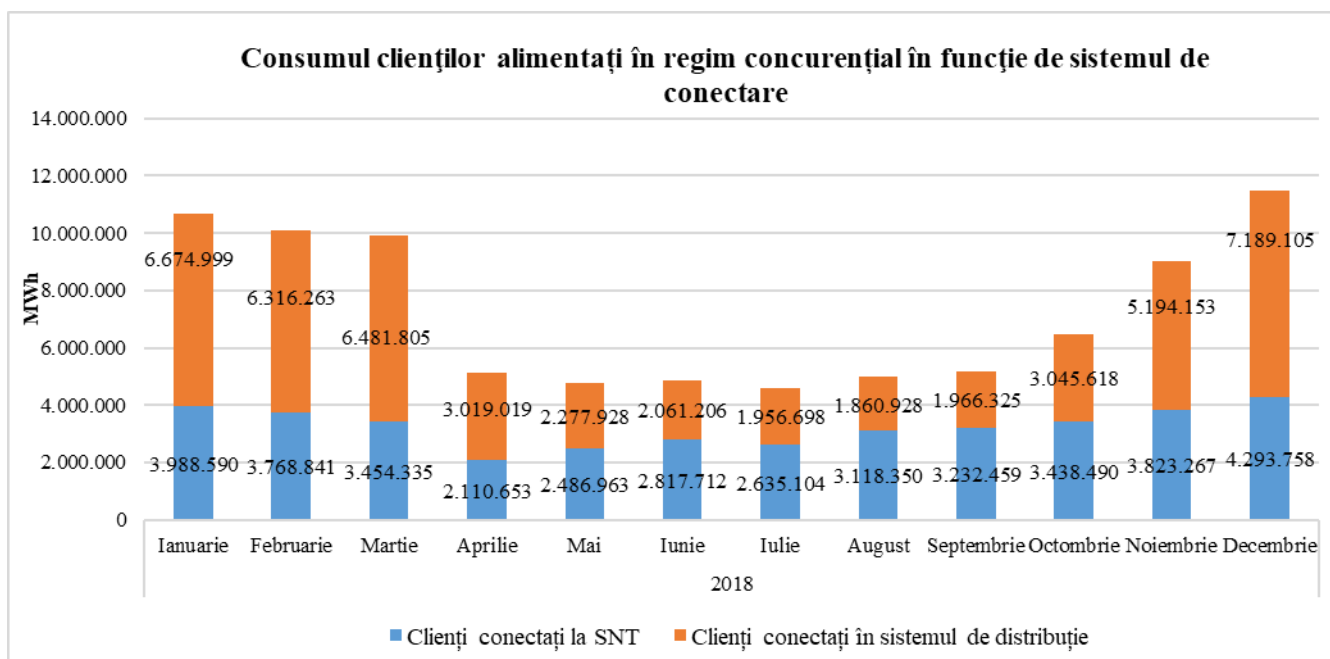


Piața cu amănuntul concurențială

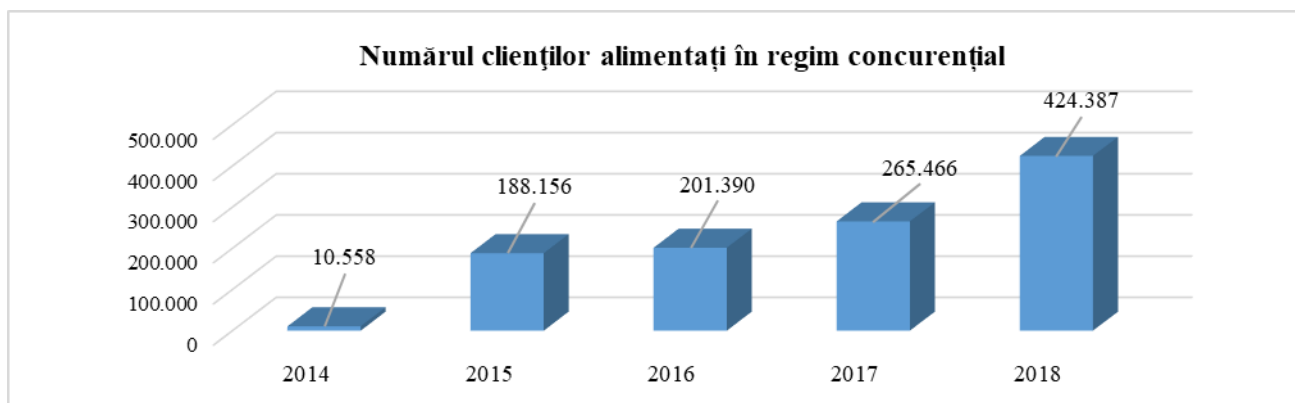
În anul 2018, pe piața concurențială de gaze naturale au activat 78 de furnizori, iar cota de piață a acestora este prezentată în graficul următor:



Consumul total al clienților alimentați în regim concurențial în anul 2018 a fost de 87.212.569,685 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 238, la nivelul lunii decembrie 2018, 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 noncasnici desfășoară activități economice în care gazul natural nu are o pondere importantă.

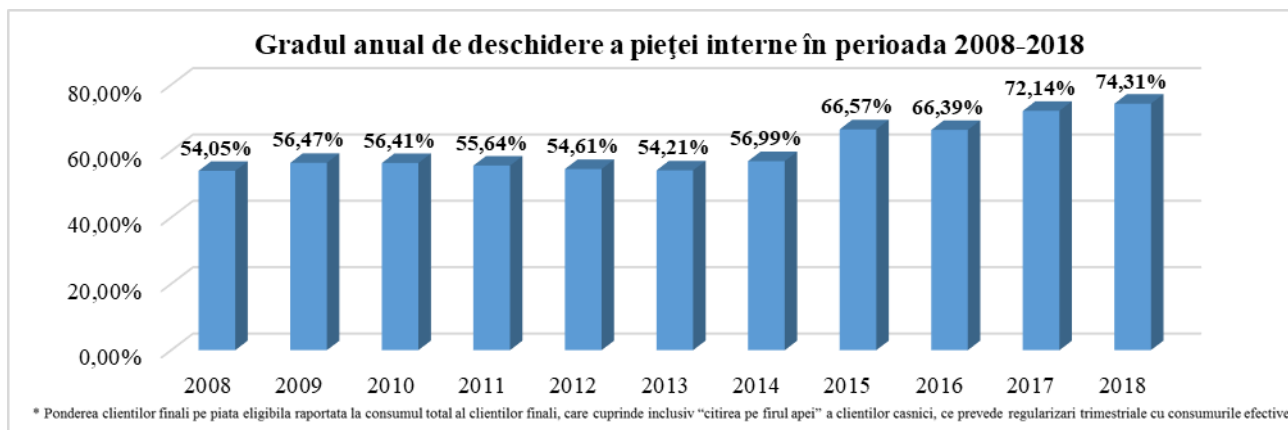


Numărul total de clienți alimentați în regim concurențial la nivelul lunii decembrie 2018 a fost de 424.387. Având în vedere faptul că de la data de 1 ianuarie 2015, piața internă de gaze naturale a fost liberalizată total pentru clienții noncasnici, în conformitate cu prevederile art. 179 alin. (2) 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 2018 se remarcă o creștere cu aproximativ 2 puncte procentuale a gradului real de deschidere a pieței de gaze naturale comparativ cu anul 2017, care a ajuns la aproximativ 74% 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 finali noncasnici din piața de gaze naturale

4.2.3. 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

Începând cu data de 1 aprilie 2017 s-a liberalizat complet prețul de vânzare a gazelor naturale din producția internă, acesta stabilindu-se în cadrul pieței concurențiale, prin contracte liber negociate, cu furnizorii și clienții finali, pe baza cererii și a ofertei.

Ca urmare a intrării în vigoare a prevederilor *Ordonanței de Urgență a Guvernului nr. 64/2016 pentru modificarea și completarea Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012*:

- i) prețul de vânzare a gazelor naturale, atât pentru piața concurențială cât și pentru piața reglementată se bazează pe cererea și oferta pieței,
- ii) au fost instituite obligații pentru producătorii și furnizorii de gaze naturale de a tranzacționa în cadrul piețelor centralizate din România a unui anumit procent din cantitatea de gaze naturale comercializate, procent stabilit prin Hotărâre de Guvern.

Menționăm că ANRE nu are atribuții în a interveni asupra nivelului prețurilor de vânzare a gazelor naturale de către producătorii autohtoni și din import. În aceste condiții, ANRE este obligată să actualizeze prețurile ca urmare a evoluției crescătoare a prețurilor gazelor naturale vândute de către producătorii autohtoni și importatori, precum și pentru acoperirea diferențelor de cost de achiziție a gazelor naturale pentru furnizorii care au în portofoliu și clienții finali care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate.

Totodată, în conformitate cu prevederile art. 61 pct. 12 alin. (11) din **O.U.G. nr. 114/2018 privind instituirea unor măsuri în domeniul investițiilor publice și a unor măsuri fiscal-bugetare, modificarea și completarea unor acte normative și prorogarea unor termene, în perioada 1 aprilie 2019 – 28 februarie 2022**, producătorii au obligația să vândă cu prețul de **68 lei/MWh** cantitățile de gaze naturale rezultate din activitatea de producție internă curentă către furnizori și clienții eligibili. În această perioadă, producătorul are obligația să vândă cu prioritate către furnizori, în condiții reglementate de ANRE, pentru asigurarea întregului necesar de consum al clienților casnici, din producția curentă și/sau din depozitele de înmagazinare.

Evoluția prețurilor reglementate la care se realizează furnizarea gazelor naturale în regim reglementat la clienții casnici care nu și-au exercitat dreptul de eligibilitate

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

Prețurile reglementate se stabilesc diferențiat pentru fiecare furnizor licențiat și pe categorii de clienți, în funcție de configurația sistemelor prin care se realizează furnizarea gazelor naturale. Prețul final la clienții casnici reglementați are următoarea structură:

- Cost unitar de gaze (CUG) ce reprezintă costurile estimate pentru acoperirea achiziției gazelor naturale, inclusiv serviciile aferente de înmagazinare și transport, destinate revânzării în cadrul activității de furnizare reglementată; **achiziția de gaze naturale**

ca marfă se realizează de către furnizori pe o piață complet liberalizată, indiferent de sursă de proveniență a gazului: intern, import sau din depozit;

- Venitul unitar permis pentru desfășurarea activității de furnizare reglementată a gazelor naturale;
- Tariful de distribuție stabilit pentru categoria respectivă de clienți;
- Delta CUG ce reprezintă componenta unitară de corecție pentru diferența dintre CUG stabilit de ANRE și costurile unitare efectiv realizate și recunoscute de către ANRE furnizorului care desfășoară activitate de furnizare reglementată.

La data de 10 ianuarie 2018 a fost recalculată suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții casnici reglementați, pentru perioada ianuarie – martie 2018.

Totodată, pentru un număr de 14 furnizori au fost aprobate veniturile unitare aferente activității de distribuție, veniturile unitare aferente activității de furnizare reglementată pentru anul 2017, precum și componenta de regularizare a costurilor privind achiziția gazelor naturale.

Astfel, ca urmare a modificării componentei CUG, a cărei valoare a fost stabilită la 88,28 lei/MWh, de la 81,48 lei/MWh, a aprobării noilor valori pentru tarifele de distribuție, a veniturilor reglementate aferente activității de furnizare reglementată, a componentelor delta CUG, și având în vedere formula de calcul a prețului reglementat pentru clienții casnici, prevăzută la art. 35 alin. (7) din Metodologie, ANRE a actualizat prețurile reglementate în vigoare pentru un număr de 36 furnizori care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat.

Astfel, începând cu data de 10 ianuarie 2018 prețurile reglementate aferente clienților casnici, categoria B1 (cu consum de până la 23,25 MWh/an), au crescut, în medie, cu un procent de circa 5,7%.

La data de 1 aprilie 2018, prețurile reglementate au fost actualizate prin modificarea valorii sumei fixe unitare destinate acoperirii costurilor de achiziție a gazelor naturale (CUG), pentru perioada 1 aprilie 2018-31 martie 2019, respectiv valoarea de 88,22 lei/MWh pentru clienții casnici reglementați.

Astfel, ca urmare a modificării valorii CUG, ANRE a actualizat prețurile reglementate în vigoare pentru un număr de 34 de furnizori.

Totodată, ca urmare a stabilirii unor noi tarife reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție pentru un număr de 12 operatori de distribuție a fost actualizată și această componentă în structura prețurilor reglementate în vigoare pentru un număr de 12 furnizori. În consecință, având în vedere formula de calcul a prețului reglementat pentru clienții casnici prevăzută la art. 35 alin. (7) din Metodologie, ca urmare a modificării componentelor CUG și, după caz, tarife de distribuție, ANRE a actualizat prețurile reglementate pentru un număr de 36 de furnizori care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat.

Astfel, începând cu data de 1 aprilie 2018 prețurile reglementate aferente clienților casnici, categoria B1 (cu consum de până la 23,25 MWh/an), au crescut, în medie, cu un procent de circa 4,8%.

La data de 1 mai 2018, ca urmare a stabilirii unor noi tarife reglementate pentru prestarea serviciului de distribuție, pentru un număr de 15 operatori de distribuție, a fost necesară actualizarea acestei componente din structura prețurilor reglementate aferente. Astfel, ANRE a actualizat prețurile reglementate în vigoare pentru un număr de 15 furnizori care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat.

La data de 1 iunie 2018, în urma procesului de fuziune prin absorbție a societății GAZ SUD S.A. (în calitate de Societate Absorbită) de către societatea PREMIER ENERGY S.R.L. (în calitate de Societate Absorbantă), proces care a generat efecte juridice după data de 31.12.2017, ca urmare a solicitării ANRE și în conformitate cu prevederile Metodologiei, Societatea (Absorbantă) PREMIER ENERGY S.R.L. a înaintat datele pentru stabilirea venitului unitar aferent activității de furnizare reglementată și de aprobare a prețurilor reglementate în sectorul gazelor naturale, pentru anul 2018.

La data de 1 august 2018 a fost recalculată suma fixă unitară pentru acoperirea costurilor de achiziție a gazelor naturale pentru clienții casnici reglementați, pentru perioada august 2018 – martie 2019.

Totodată, au fost aprobate veniturile unitare aferente activității de distribuție, veniturile unitare aferente activității de furnizare reglementată pentru anul 2018, precum și componenta de regularizare a costurilor privind achiziția gazelor naturale.

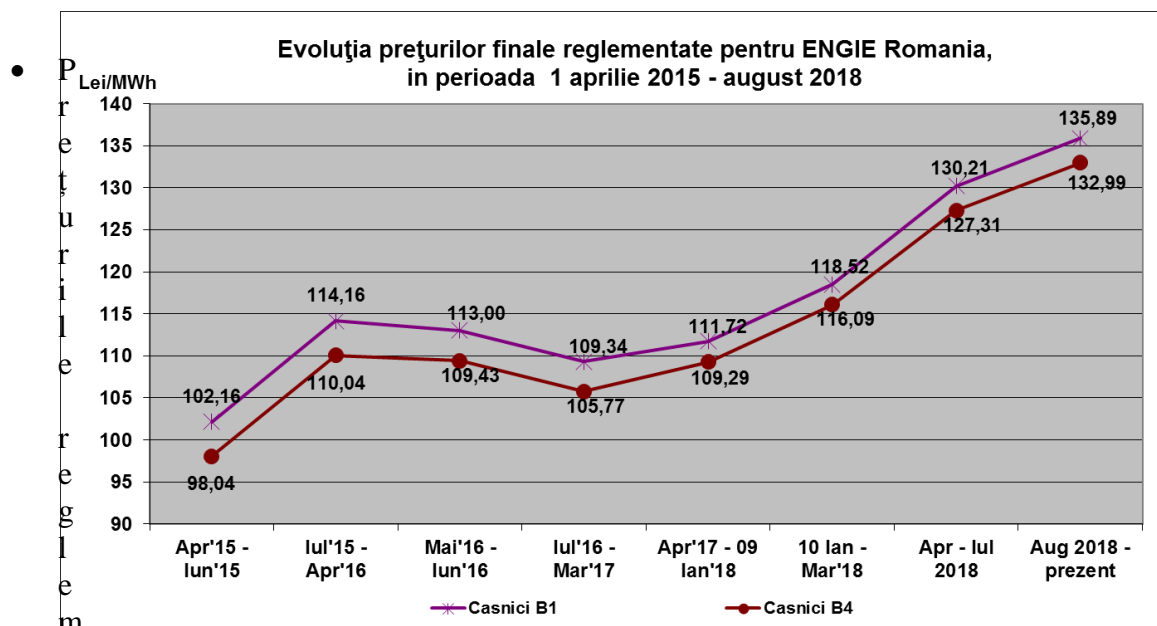
Astfel, ca urmare a modificării componentei CUG, a cărei valoare a fost stabilită la 92,95 lei/MWh, a aprobării noilor valori pentru tarifele de distribuție, pentru veniturile reglementate aferente activității de furnizare reglementată, pentru componenta delta CUG, și având în vedere formula de calcul a prețului reglementat pentru clienții casnici, prevăzută la art. 35 alin. (7) din Metodologie, ANRE a actualizat prețurile reglementate în vigoare pentru un număr de 36 furnizori care desfășoară activitatea de furnizare a gazelor naturale în regim reglementat.

Astfel, începând cu data de 1 august 2018, prețurile reglementate aferente clienților casnici, categoria B1 (cu consum de până la 23,25 MWh/an), au crescut în medie cu un procent de circa 5,8%.

Pentru furnizorii cu o cotă de piață reprezentativă, prețurile reglementate în vigoare începând cu data de 1 august 2018, sunt următoarele:

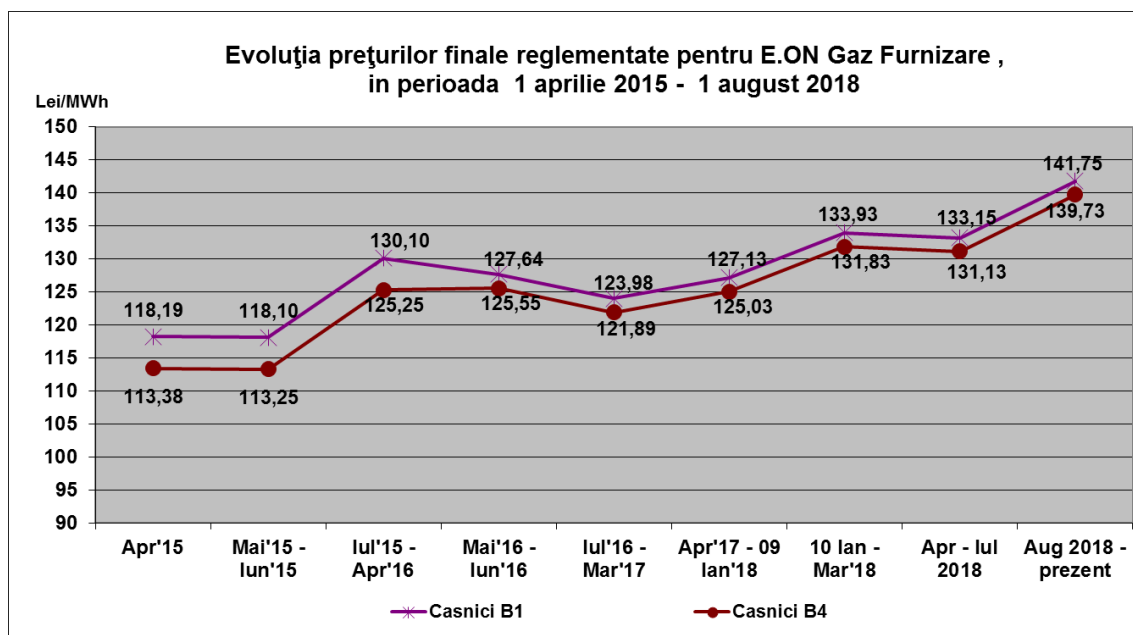
- Prețurile reglementate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea ENGIE ROMÂNIA S.A. pentru clienții casnici:

Categoria de clienți	Lei/ MWh
B. Clienți finali conectați în sistemul de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	135,89
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	135,87
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	134,27
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	132,99



entate pentru furnizarea gazelor naturale în regim reglementat realizată de Societatea E.ON GAZ FURNIZARE S.A. pentru clienții casnici:

Categoria de clienți	Lei/ MWh
A. Clienți finali conectați direct la sistemul de transport	
A.1 Consum anual până la 1.162,78 MWh	110,62
B. Clienți finali conectați în sistemul de distribuție	
B.1. Cu un consum până la 23,25 MWh	141,75
B.2. Cu un consum anual între 23,26 MWh și 116,28 MWh	140,68
B.3. Cu un consum anual între 116,29 MWh și 1.162,78 MWh	140,16
B.4. Cu un consum anual între 1.162,79 MWh și 11.627,78 MWh	139,73



4.3. 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.

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

5.1. Protecția consumatorilor

5.1.1. 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.

Precizăm că începând cu data de 01.07.2018, ca urmare a finalizării calendarului de dereglementare, ANRE nu a mai aprobat tarife reglementate, consumul clienților casnici fiind facturat la tarife/prețuri pentru serviciul universal avizate de către ANRE. În consecință, clienții casnici pot încheia un contract de furnizare cu orice furnizor activ pe piața de energie electrică. Aceștia au dreptul necondiționat la serviciul universal (SU), respectiv furnizarea de energie electrică să se facă în condiții de calitate și la prețuri rezonabile, transparente, ușor comparabile și nediscriminatorii, conform reglementărilor ANRE. 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.

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.

*Standardul de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, (Standard), aprobat prin **Ordinul ANRE nr. 6/2017**, reglementează calitatea activității de furnizare a energiei electrice stabilind:*

- prevederi referitoare la calitatea activității de furnizare;
- indicatori 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

Condițiile care trebuie îndeplinite, precum și compensațiile pe care furnizorii de ultimă instanță au obligația să le plătească automat clienților finali beneficiari ai serviciului universal, potrivit prevederilor *Standardului* sunt următoarele (CF – client final, OR – operator de rețea):

Nr. crt.	Indicator de performanță*	Nivelul garantat	Compensația în caz de nerealizare a nivelului garantat
1.	Termenul de emitere a ofertei de furnizare	15 zile lucrătoare	100 lei, la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere
2.	Termenul de răspuns la plângerea CF privind factura de energie electrică	5 zile lucrătoare	100 lei la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere
3.	Termenul de comunicare către OR a solicitării de reluare a furnizării energiei electrice pentru un loc de consum deconectat pentru neplată	4 ore	100 lei, la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere începând cu prima zi de întârziere
4.	Termenul de răspuns la plângerile CF privind deconectarea locurilor de consum pentru neplata facturii de energie electrică	5 zile lucrătoare de la primirea plângerii de către furnizor	100 lei, la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere începând cu prima zi de întârziere
5.	Termenul de soluționare a solicitării de modificare a tarifului reglementat de furnizare/a plângerilor privind schimbarea tarifului reglementat la energia electrică	10 zile lucrătoare	100 lei la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere
6.	Termenul de răspuns la solicitările/plângerile CF, altele decât cele tratate explicit în standard	15 zile lucrătoare, respectiv 30 zile cu informarea în prealabil a CF în termenul inițial de 15 zile lucrătoare	100 lei la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere
7.	Termenele prevăzute în Procedura privind acordarea despăgubirilor clienților casnici pentru receptoarele electrocasnice deteriorate ca efect al unor supratensiuni accidentale produse din culpa operatorului de rețea, în vigoare.		100 lei la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere
8.	Termenul de transmitere către OR a unei solicitări/plângeri referitoare la activitatea și obligațiile OR, respectiv către CF a răspunsului primit de la OR	Ziua lucrătoare imediat următoare, pentru solicitări/plângeri primite de la CF prin poșta electronică sau centru de telefonie. 3 zile lucrătoare, pentru solicitări/plângeri primite de la CF în scris pe hârtie/fax. 3 zile lucrătoare pentru comunicarea către CF a răspunsului primit de la OR.	100 lei la care se adaugă 50 lei pentru fiecare zi de întârziere, începând cu prima zi de întârziere.

Conform prevederilor *Standardului* furnizorii de energie electrică au obligația de a urmări un număr de 53 de indicatori, dintre care prezentăm mai jos:

IP1 - numărul de plângeri privind facturarea (acest indicator cuprinde atât plângerile întemeiate, cât și pe cele neîntemeiate, indiferent dacă au implicat sau nu verificarea datelor măsurate de către operatorul de măsură – OM);

IP2 - numărul de plângeri întemeiate privind facturarea (acest indicator cuprinde toate plângerile întemeiate, indiferent dacă au implicat sau nu verificarea datelor măsurate de către OM);

IP3 - numărul de plângeri privind facturarea ce implică verificarea datelor măsurate;

IP4 - numărul de solicitări/plângeri primite de la clienții finali referitoare la activitatea operatorului de rețea (OR);

IP5 - numărul de solicitări ale clienților casnici de a primi despăgubiri pentru deteriorarea receptoarelor electrocasnice ca efect al unor supratensiuni accidentale produse în rețeaua electrică a OR;

IP6 - numărul de compensații acordate ca urmare a nerespectării termenelor prevăzute în Standard;

IP7 - numărul de compensații plătite clienților finali ca urmare a nerespectării de către OR a indicatorilor de performanță prevăzuți în standardul de performanță pentru serviciul de rețea, în vigoare.

În urma informațiilor transmise de furnizorii de ultimă instanță: CEZ Vânzare S.A., ELECTRICA FURNIZARE S.A., ENEL ENERGIE S.A., ENEL ENERGIE MUNTENIA S.A. și E.ON ENERGIE ROMÂNIA S.A., pentru activitatea de furnizare a energiei electrice desfășurată de aceștia la toți clienții lor finali (beneficiari ai serviciului universal, inactivi, ultimă instanță și eligibili) în perioada **01.01.2018 – 31.12.2018** s-au înregistrat următoarele valori ale indicatorilor de performanță precizați mai sus:

IP	TIP CF	CEZ VÂNZARE	ELECTRICA FURNIZARE	ENEL ENERGIE	ENEL ENERGIE MUNTENIA	E.ON ENERGIE ROMÂNIA	TOTAL
IP1	casnic	3.309	11.087	1.918	2.930	11.176	30.420
	noncasnic mic	299	798	351	358	1.490	3.296
	noncasnic mare	8	15	61	19	0	103
	total	3.616	11.900	2.330	3.307	12.666	33.819
IP2	casnic	1.366	9.154	866	1.266	5.348	18.000
	noncasnic mic	141	591	178	182	792	1.884
	noncasnic mare	2	11	38	16	0	67
	total	1.509	9.756	1.082	1.464	6.140	19.951
IP3	casnic	2.425	7.980	860	1.183	6.823	19.271
	noncasnic mic	200	532	250	278	845	2.105
	noncasnic mare	6	7	48	14	0	75
	total	2.631	8.519	1.158	1.475	7.668	21.451
IP4	casnic	37.333	8.048	38.867	38.174	18.058	140.480
	noncasnic mic	846	504	4.376	3.829	1.395	10.950
	noncasnic mare	204	41	503	293	0	1.041
	total	38.383	8.593	43.746	42.296	19.453	152.471
IP5	casnic	691	448	669	670	436	2.914
IP6	casnic	8	1	283	306	2	600
	noncasnic mic	0	0	6	3	0	9
	noncasnic mare	0	0	0	0	0	0
	total	8	1	289	309	2	609
IP7	casnic	0	5	19.535	9.668	5.912	35.120
	noncasnic mic	0	4	4.764	2.912	455	8.135
	noncasnic mare	0	0	229	118	27	374
	total	0	9	24.528	12.698	6.394	43.629

În ceea ce privește situația indicatorilor de performanță realizați de furnizorii de energie electrică care au încheiate contracte de furnizare cu clienții finali pe piața concurențială, precizăm că au fost analizate informațiile primite de la 48 de furnizori care au avut clienți

finali pe tot parcursul anului 2018. Valorile realizate de furnizori au fost centralizate și sunt prezentate mai jos :

	Valori IP realizați de furnizorii concurențiali în anul 2018			
	casnic	noncasnic mic	noncasnic mare	Total
IP1	4.066	361	89	4.516
IP2	1.942	247	62	2.251
IP3	1.070	197	71	1.338
IP4	4.677	484	343	5.504
IP5	111	nu se aplică	nu se aplică	111
IP6	0	0	0	0
IP7	322	191	120	633

Indicatorii de performanță pentru activitatea de furnizare a energiei electrice reprezintă expresia cantitativă și calitativă a activității unui furnizor de energie electrică în raport cu clienții pe care îi deservește, cu care se află în proces de contractare sau cu care relaționează pentru oferirea de informații, oferte-tip sau pentru gestionarea reclamațiilor, precum și a modului de intermediere a relației cu operatorul de rețea, furnizorul reprezentând, în majoritatea cazurilor, unica interfață fizică și contractuală între aceste două părți: clientul și operatorul de rețea, cu excepția cazurilor prevăzute de cadrul legal și de reglementare în vigoare, în care clientul alege să încheie direct contractul de rețea cu operatorul de rețea.

Ordinul ANRE nr. 189 din 07.11.2018 privind obligația de informare a clienților finali prin intermediul aplicației informatice „*Comparator al ofertelor – tip de furnizare a energiei electrice*”, a fost aprobat în scopul introducerii obligației pentru toți furnizorii de energie electrică cu activitate pe piața cu amănuntul de a completa aplicația informatică dezvoltată de către ANRE în anul 2017, în vederea creșterii gradului de informare a clienților finali, pentru selectarea furnizorului de energie electrică.

Principalele aspecte urmărite au fost:

- introducerea unui nou instrument, independent, echidistant și noncomercial, care permite compararea ofertelor-tip de furnizare a energiei electrice și contribuie la creșterea gradului de informare a clienților finali, în vederea selectării furnizorului de energie electrică;
- potențială creștere a nivelului de competiție între furnizorii de energie electrică, având în vedere publicarea tuturor ofertelor-tip într-o aplicație comună, care realizează o analiză comparativă a acestora;
- posibilitatea de analiză comparativă a tuturor ofertelor-tip care răspund cerințelor proprii, atât în vederea alegerii furnizorului de către noii clienți, cât și în vederea schimbării furnizorului de către clienții actuali;
- garantarea menținerii de către furnizor a ofertei-tip pentru întreaga perioadă de valabilitate a acesteia;
- acces gratuit, instant și permanent, la toate ofertele-tip publicate de furnizorii de energie electrică în Comparator.

Pe parcursul anului 2018 a fost proiectată noua structură a comparatorului de prețuri publicat pe pagina de internet a ANRE. Principalele modificări au fost:

- Comparatorul se referă la oferte – tip,
- Comparația se face la nivelul valorii facturii lunare nu la nivelul prețului cum era în varianta anterioară,

- În calculul valorii facturii este inclusă și valoarea abonamentului,
- Aplicația permite introducerea de oferte multiple de către un singur furnizor în funcție de diferite criterii,
- Aplicația include informații referitoare la structura de achiziție și procentul energiei din resurse regenerabile,
- Aplicația compară atât ofertele concurențiale raportate la prețul pentru serviciul universal, cât și ofertele concurențiale ale diferiților furnizori.

După finalizarea fazei de proiectare, s-a trecut la faza de implementare, aplicația fiind accesibilă publicului la sfârșitul lunii octombrie. Totodată, în cursul anului 2018, ANRE a demarat realizarea unei suite de aplicații mobile care să transpună Comparatorul în aplicații accesibile pentru dispozitivele mobile care dețin sisteme de operare IOS și Android.

În anul 2018, Comparatorul a fost accesat de un număr de 112.769 utilizatori unici care au petrecut un timp mediu de aprox. 3 minute și jumătate în cadrul acestuia. Din aceștia, aproximativ 95% din utilizatori au fost din România, iar restul de 5% din afara țării, din care amintim 1,2% din Germania, 1% din Regatul Unit, restul utilizatorilor fiind din Franța, Italia și SUA (între 0,4 și 0,18%). Numărul total de oferte-tip de furnizare a energiei electrice disponibile spre consultare în cadrul Comparatorului a fost de 210, acestea fiind introduse de aprox. 160 de furnizori.

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 2018 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 2018, ponderea agenților economici, titulari ai licenței pentru activitatea de furnizare a energiei electrice, care au întocmit și au înaintat ANRE rapoarte privind activitatea de informare a clienților finali a fost de 72% (**din 100 de agenți economici monitorizați**).

Ponderea clienților finali informați de către furnizorii de energie electrică și de către producătorii de energie electrică cu activitate de furnizare la consumatorii finali, în anul 2018, este de 99%.

Din raportările primite se constată că activitatea de informare a consumatorilor în cursul anului 2018 s-a realizat astfel:

- Informarea consumatorilor prin mass-media scrisă națională și/sau locală a fost realizată de către 60% dintre 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 58% de către titularii de licențe pentru activitatea de furnizare a energiei electrice monitorizați;

- Informarea consumatorilor prin intermediul paginii de internet a fost realizată de 96% din furnizorii monitorizați, restul de 4% 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: procedura și etapele de schimbare a furnizorului (12%), prețurile și tipurile de tarife practicate (12%), principalele acte normative care reglementează domeniul energiei electrice (11%), drepturile și obligațiile consumatorilor (10%), principalele condiții generale de contractare inclusiv durata contractului, condițiile de înnoire și renunțare la servicii, denunțarea unilaterală a contractului (10%), dar și referitor la modalitățile de măsurare, facturare, conținutul facturii și mijloacele de plată (9%).
- Metodele cele mai folosite de către clienți în scopul informării au fost: publicarea informațiilor pe pagina proprie de internet (32%), discuțiile telefonice (29%) și distribuirea de materiale informative la punctele de relații cu clienții/compartimentele de informare (22%).
- Cele mai întâlnite subiecte în apelurile telefonice ale consumatorilor primite la numărul dedicat consumatorilor sunt: informații privind măsurarea, facturarea, calculul consumului de energie electrică (32%), solicitări de informații privind modalitatea de schimbare a furnizorului (22%) și solicitarea de oferte furnizare (19%).

Comparativ cu anul 2017, în anul 2018 se remarcă o creștere a frecvenței întrebărilor consumatorilor referitoare la calculul consumului de energie electrică, precum și la modificarea tarifelor reglementate.

În urma centralizării și analizării raportărilor primite din partea *furnizorilor de energie electrică*, aferente anului 2018, 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:

- **70 de titulari de licență de furnizare energie electrică** au transmis ANRE raportările privind soluționarea plângerilor clienților finali.
- Numărul de plângeri primite din partea **consumatorilor casnici** a fost de **320549**, iar din partea **consumatorilor noncasnici** a fost de **27237**.

Prin Ordinul ANRE nr. 25/2018, a fost revizuit **Ordinul ANRE nr. 145/2014** astfel încât, pentru asigurarea continuității **implementării sistemelor de măsurare inteligentă a energiei electrice**, să se dea operatorilor de distribuție posibilitatea de a realiza în anul 2018 investiții în sistemele de măsurare inteligentă, cu respectarea anumitor condiții specifice privind aprobarea și includerea acestora în tarifele reglementate și anume: valoarea acestor investiții să nu depășească 10 % din valoarea programului anual de investiții aprobată anterior pentru acest an, iar costul unitar de implementare să nu depășească cu mai mult de 10 % costul mediu unitar rezultat din analiza comparativă a programelor de investiții realizate în anul 2018 de către operatorii de distribuție a energiei electrice concesionari.

5.1.2. Gaze naturale

Pentru cuantificarea calității activității de furnizare a gazelor naturale la clienții finali, prin **Ordinul ANRE 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/clientșilor 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 perioada 01.01.2018 – 31.12.2018 înregistrându-se un număr total de 526.693 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/clientșii 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	388.505	47.875	388.505	47.875	0	0	0	0
IPG2-Solicitări privind facturile	69.137	14.542	69.131	14.541	6	1	1.210	340
IPG3-Calitatea gazelor naturale	139	37	139	37	0	0	0	0
IPG4-Solicitări privind măsurarea	5.530	927	5.530	927	0	0	0	0
IPG5-Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	1	0	0	0	1	0	150	0
Total	463.312	63.381	463.305	63.380	7	1	1.360	340

Din verificarea informațiilor transmise de către furnizorii licențiați, s-a constatat faptul că, pentru nerespectarea indicatorilor de performanță garantați în perioada 01.01.2018 – 31.12.2018, furnizorii de gaze naturale au plătit penalități la 6 clienți casnici și 1 client noncasnic, în valoare totală de 1.700 lei, după cum urmează:

- pentru nerespectarea IPG 2 - *Solicitări privind facturile*, au fost plătite penalități la 7 clienți casnici și unui client noncasnic, în valoare totală de 1.550 lei;
- pentru nerespectarea IPG 5 – *Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului*, au fost plătite penalități unui client casnic în valoare de 150 lei.

Gradul de îndeplinire de către furnizorii de gaze naturale a indicatorilor de performanță garantați - IPG în anul 2018, 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	100,000	100,000
IPG2 -Solicitări privind facturile	99,991	99,993
IPG3 -Calitatea gazelor naturale	100,000	100,000
IPG4 -Solicitări privind măsurarea	100,000	100,000
IPG5 -Penalități datorate pentru neîndeplinirea obligațiilor de plată ale furnizorului	100,000	-
Total	99,998	99,998

În luna iunie 2017, ANRE a lansat un instrument prin care clienții finali pot **compara ofertele-tip de furnizare a gazelor naturale** din România sub forma unei aplicații web interactive denumită "Comparator oferte-tip de furnizare a gazelor naturale" care poate fi accesată pe pagina de internet a ANRE, folosind link-ul <http://www.anre.ro/ro/info-consumatori/comparator-oferte-tip-de-furnizare-a-gn>.

Această aplicație interactivă este implementată 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 anume furnizor sau o anume 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 acestei aplicații. 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.

În anul 2018, Comparatorul a fost accesat de un număr de 39.636 utilizatori care au petrecut un timp mediu de aprox. 4 minute în cadrul acestuia. Din aceștia, aproximativ 95% din utilizatori au fost din România, iar restul de 5% din afara țării, din care amintim 1,91% din Germania, 0,88% din Marea Britanie, 0,44% din Franța, 0,33% din Italia și 0,24% din SUA. Numărul total de oferte-tip de furnizare a gazelor naturale disponibile spre consultare în cadrul Comparatorului a fost de 181, acestea fiind introduse de 91 de furnizori.

Totodată, în cursul anului 2018, ANRE a demarat realizarea unei suite de aplicații mobile care să transpună Comparatorul în aplicații accesibile pentru dispozitivele mobile care dețin sisteme de operare IOS și Android.

Activitatea de informare a consumatorilor finali de gaze naturale desfășurată în cursul anului 2018 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 2018, ponderea furnizorilor care au întocmit și au înaintat ANRE rapoarte privind activitatea de informare a clienților finali a fost de 80% (din 75 de agenți economici monitorizați). Ponderea clienților finali informați de către furnizorii de gaze naturale, în anul 2018, este de 99%.

Din raportările primite se constată că activitatea de informare a consumatorilor în cursul anului 2018 s-a realizat astfel:

- Informarea consumatorilor prin mass-media scrisă națională și/sau locală a fost realizată în proporție de 69% de către titularii de licențe pentru activitatea de furnizare a gazelor naturale monitorizați.
- 93% 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 pagina de internet a informațiilor (44%), distribuirea de materiale informative la punctele de relații cu clienții/compartimentele de informare (28%) și discuțiile telefonice (19%).
- Furnizorii au acordat atenție sporită informării în legătură cu drepturile și obligațiile clienților finali (12%), prețurile și tipurile de tarife reglementate (12%), procedura și etapele necesare procesului de schimbare a furnizorului (10%), procedura, etapele, și documentele necesare procesului de soluționare a plângerilor clienților finali (10%) și

informații de interes pentru clienții finali, inclusiv cele privind eficiența energetică prevăzute la art. 11 alin. (5) lit. d) pct (ii) și (iii) și lit. f din Legea privind eficiența energetică nr. 121/2014 (10%).

Comparativ cu anul 2017, în anul 2018 se remarcă o creștere a frecvenței întrebărilor consumatorilor referitoare la procedura, etapele și documentele necesare procesului de schimbare a furnizorului de gaze naturale și la ofertele de furnizare gaze naturale.

În urma centralizării și analizării raportărilor primite din partea *furnizorilor de gaze naturale*, aferente anului 2018, 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:

- **43 de titulari de licență de furnizare gaze naturale au transmis ANRE raportările privind soluționarea plângerilor clienților finali.**
- Numărul de plângeri primite din partea **consumatorilor casnici** a fost de **58732**, iar din partea **consumatorilor noncasnici** a fost de **1737**.

5.2. 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.

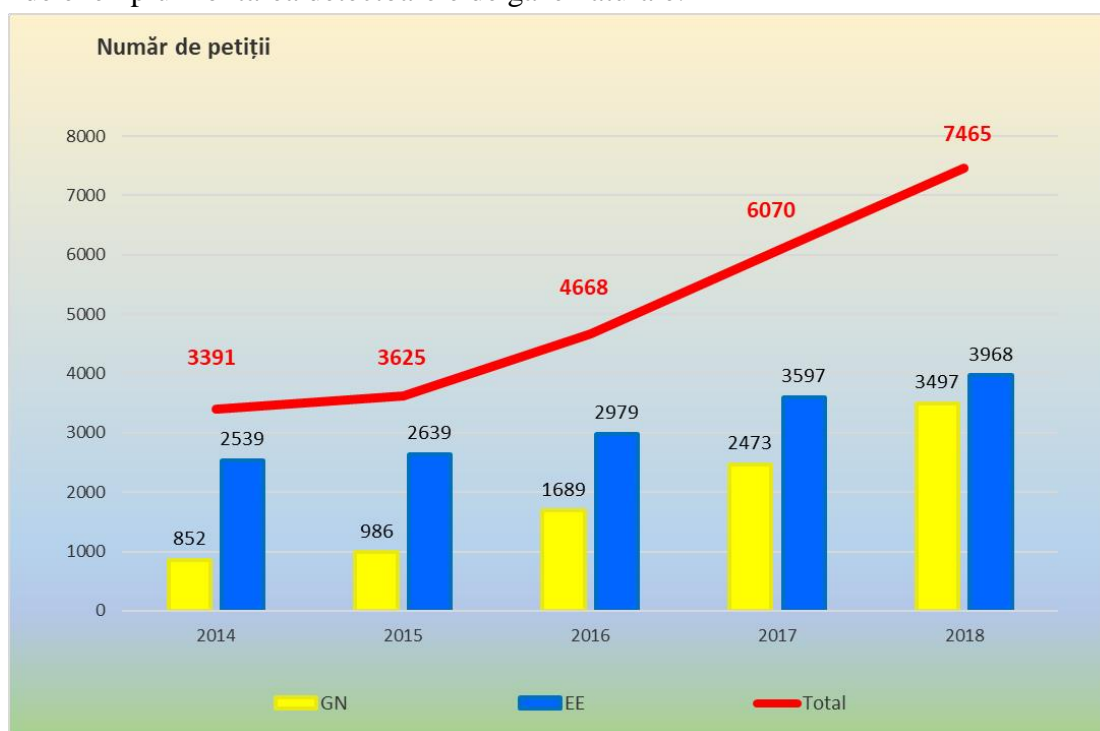
În cazul în care clientul final nu este mulțumit de răspunsul primit din partea operatorului economic, acesta se poate adresa ANRE care, în baza prevederilor OG nr. 27/2002, cu modificările și completările ulterioare, analizează și formulează răspunsuri cu privire la aspectele prezentate în petiții. Pentru petițiile care necesită verificări suplimentare se solicită acțiuni de control.

Modul de rezolvare a petițiilor a fost diferit, funcție de problemele abordate: de la răspunsuri în scris cuprinzând lămuriri, explicații și referiri la legislația în vigoare, la verificări la fața locului și analize complexe, până la discuții directe cu părțile implicate.

În cazul în care problemele sesizate în petiții s-au referit la nerespectarea unor prevederi legale, de către participanții la piața de energie, ANRE a transmis acestora scrisori de atenționare prin care s-au stabilit măsuri de conformare față de prevederile legale în vigoare și/sau au fost luate măsurile legale de aplicare a unor sancțiuni contravenționale.

În anul 2018 au fost înregistrate și soluționate un număr de **7465** 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 **3968** petiții iar în sectorul gazelor naturale **3497** petiții.

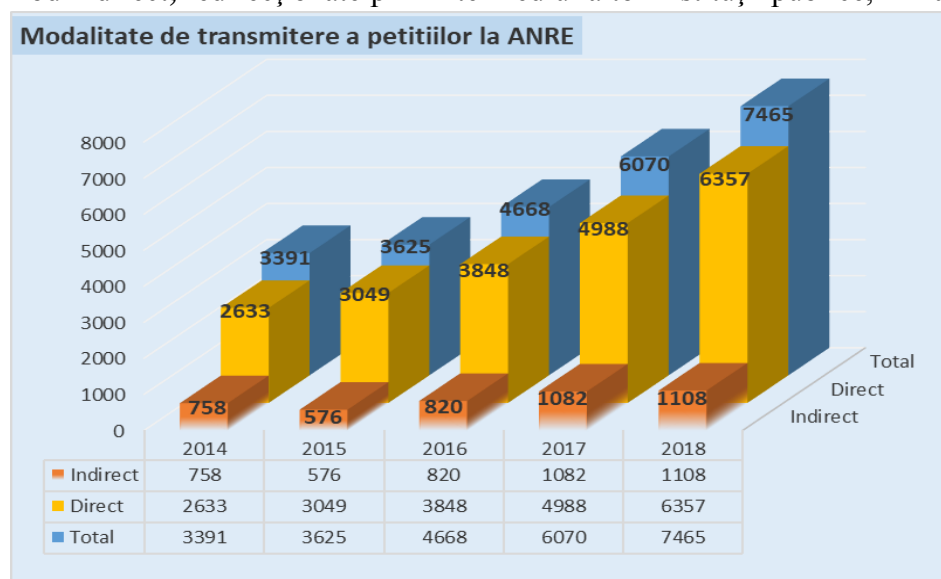
Comparativ cu anul 2017, s-a înregistrat o creștere a numărului de petiții cu circa 23%, generată în special de problemele apărute la încheierea și derularea contractelor pe piața concurențială, problemelor privind racordarea la sistemele/rețelele de gaze naturale/energie electrică, precum și de modul în care au fost puse în practică prevederilor legislative noi, cum ar fi de exemplu montarea detectoarele de gaze naturale.



Evoluția numărului de petiții este prezentată în tabelul următor:

Nr crt	Sector / Anul	2014	2015	2016	2017	2018
1	Energie electrică	2539	2639	2979	3597	3968
2	Gaze naturale	852	986	1689	2473	3497
	Total	3391	3625	4668	6070	7465

Petițiile au fost transmise spre analiză și soluționare pe adresa ANRE în mod direct, în număr de **6357** și în mod indirect, redirecționate prin intermediul altor instituții publice, în număr de **1108**.



Situația petițiilor redirecționate de alte instituții publice la ANRE:

Nr. crt	Instituția	Număr petiții
1	Administrația Prezidențială a României	9
2	Guvernul României	24
3	Parlamentul României	9
4	Ministere	55
5	Consiliul Concurenței	9
6	Autoritatea Națională pentru Protecția Consumatorilor (ANPC)	941
7	Autoritatea Națională de Reglementare pentru Serviciile Comunitare de Utilități Publice (ANRSC)	40
8	Prefecturi, Consilii Județene, Primării	11
9	Avocatul poporului	2
10	Altele	8
	Total	1108

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	Facturare energie electrică	983	24,77
2	Contractare energie electrică	450	11,34
3	Continuitate în alimentarea cu energie electrică	408	10,28
4	Acces la rețea	393	9,9
5	Calitatea energiei electrice	279	7,03
6	Energie termică	231	5,82
7	Măsurare energie electrică	206	5,19

Principalele categorii de probleme identificate în petițiile soluționate, în sectorul gazelor naturale:

Nr. crt	Principalele probleme semnalate	Număr petiții	[%]
1	Racordare la sistem	1273	36%
2	Instalații de utilizare (verificari/revizii, detectoare)	755	22%
3	Contractare, facturare	631	18%
4	Acces la sistem	195	6%
5	Schimbare furnizor	161	5%

Activitatea de soluționare a neînțelegerilor precontractuale

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE nr. 35/2013, este asigurată activitatea de soluționare a neînțelegerilor precontractuale în sectorul energiei electrice și de mediere a neînțelegerilor precontractuale în sectorul gazelor naturale. În anul 2018, au fost înregistrate 2 cereri de mediere a unor neînțelegeri apărute la încheierea contractelor în domeniul gazelor naturale, fiind respinse întrucât nu corespundeau prevederilor Ordinului ANRE nr. 35/2013.

Activitatea de soluționare a plângerilor împotriva operatorilor de rețea

În anul 2018 a fost înregistrată și soluționată o singură plângere împotriva unui operator de rețea din domeniul energiei electrice, fiind emis răspunsul ANRE în condițiile și la termenul stabilite prin prevederile Ordinului ANRE nr. 105/2015.

Activitatea de control

Activitatea de control a ANRE a fost desfășurată 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 2018, s-au efectuat 511 acțiuni de control de tip inspecție.

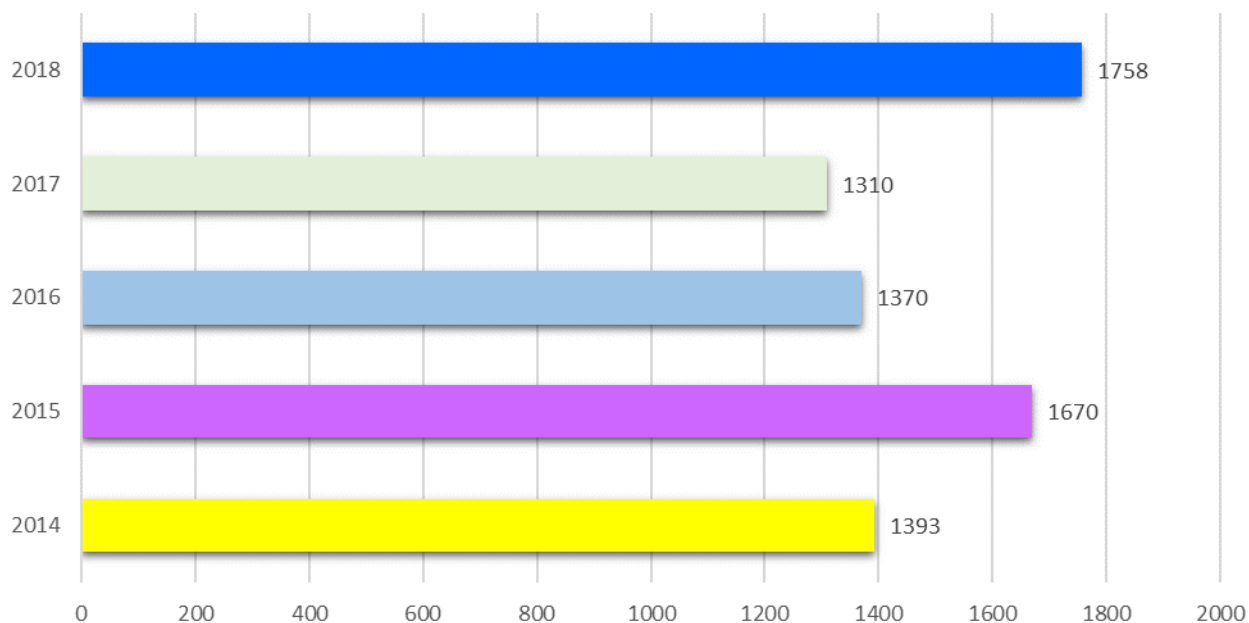
În afara acțiunilor de control de tip inspecție, prevăzute în programul de control aferent anului 2018, au fost efectuate suplimentar: 240 acțiuni de control de tip verificare și 1007 de acțiuni de control de tip supraveghere. Acțiunile de control au vizat cu preponderență titularii de licențe/autorizații/atestare 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	
Inspecție 511	41	40	196	134	25	75	
Verificare 240	90	113	4	20	-	-	13
Supraveghere 1007	243	462	-	248	-	27	27
Subtotal	374	615	200	402	25	102	40
Total	989		602		127		40

Evoluția numărului total al acțiunilor de control efectuate de către ANRE în ultimii cinci ani este redată în graficul de mai jos.

Ațiuni de control (Inspecții+Verificări+Supraveghere)



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 asigurării de către utilizatorii rețelei de transport gaze naturale a echilibrării comerciale între cantitățile de gaze naturale introduse în Sistemul Național de Transport (SNT) și cele preluate din SNT de către clienții din portofoliu;
- punerea la dispoziția pieței concurențiale, de către producători, a energiei electrice;
- constituirea stocului minim de gaze naturale de către furnizorii de gaze naturale și operatorul de transport și sistem;
- obligația de tranzacționare a gazelor naturale pe piețele centralizate;
- existența convențiilor bilaterale încheiate de Operatorul Sistemului de Transport al gazelor naturale cu producătorii de gaze naturale;
- obligația producătorilor de gaze naturale de a respecta parametrii tehnologici aferenți punctelor fizice de intrare/ieșire în/din Sistemul Național de Transport al gazelor naturale;
- montarea detectoarelor de gaze naturale;
- 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;
- obligația de a executa lucrările de mentenanță a rețelei electrice de transport;
- obligația de a respecta și de a aplica (a realiza) planul de dezvoltare (investiții) a rețelei electrice de transport;
- activitatea de mentenanță desfășurată de producătorii de energie electrică;
- 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;
- 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 2018, au fost întocmite **1125** procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, fiind aplicate pentru neregulile constatate un număr de **1448** sancțiuni contravenționale, repartizate astfel:

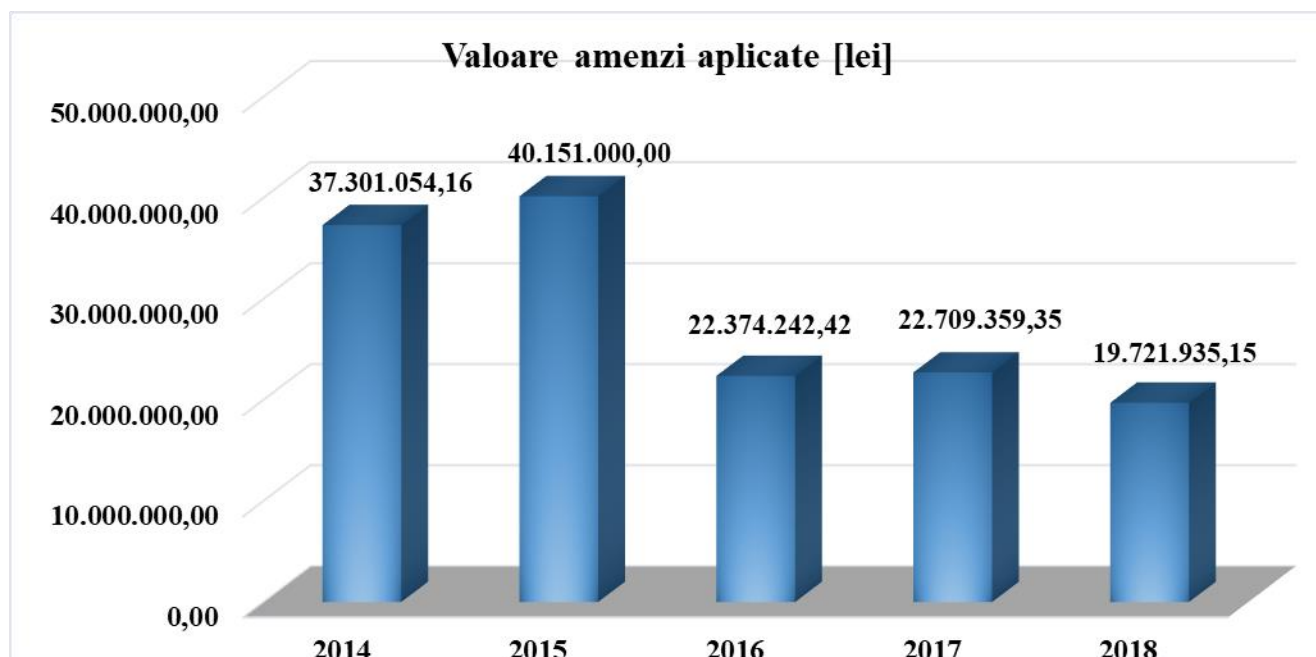
- **485** în domeniul energiei electrice;
- **907** în domeniul gazelor naturale;
- **56** în domeniul eficienței energetice

Prin procesele – verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, au fost aplicate amenzi în cuantum total de **19.721.935,15 lei**.

Din totalul de 1125 procese-verbale de constatare și sancționare a contravențiilor, 24 au fost aplicate unor persoane fizice și 1101 au fost aplicate unor agenți economici.

Modul de repartizare a sancțiunilor contravenționale și cuantumul amenzilor aplicate este evidențiat în tabelul de mai jos.

Repartizarea sancțiunilor pe tipuri de operatori economici		
Tip Operator Economic	Nr. total sancțiuni aplicate	Sumă totală amenzi aplicate (lei)
Licențiați EE	400	4.146.870,50
Licențiați GN	639	14.230.862,03
Atestați EE	46	89.000,00
Autorizați GN	260	977.000,00
Acreditați CV	21	22.542,12
Eficiență Energetică	56	124.660,50
Alții EE (PF, PFA, Dezvoltatori, OD)	18	57.000,00
Alții GN (PF, PFA, Dezvoltatori, OD)	8	74.000,00
Total	1448	19.721.935,15



Principalele fapte săvârșite de către persoanele supuse acțiunilor de control, pentru care au fost aplicate sancțiuni contravenționale în anul 2018, au constat în nerespectarea prevederilor legale referitoare la:

- obligația utilizatorilor rețelei de transport gaze naturale de a asigura echilibrarea comercială între cantitățile de gaze naturale introduse în Sistemul Național de Transport (SNT) și cele preluate din SNT de către clienții din portofoliu;
- existența convențiilor bilaterale încheiate de Operatorul Sistemului de Transport al gazelor naturale cu producătorii de gaze naturale;
- obligația legală de a asigura exploatarea stațiilor de reglare-măsurare-predare, de preluare a gazelor naturale din conductele de alimentare din amonte, aferente punctelor fizice de intrare în Sistemul Național de Transport al gazelor naturale;
- obligația producătorilor de gaze naturale de a respecta parametrii tehnologici aferenți punctelor fizice de intrare/ieșire în/din Sistemul Național de Transport al gazelor naturale;
- facturarea consumului de gaze naturale la clienții finali;
- obligația de a executa lucrările de mentenanță a rețelei electrice de transport;
- obligația de a respecta și de a aplica (a realiza) planul de dezvoltare (investiții) a rețelei electrice de transport;
- activitatea de mentenanță desfășurată de producătorii de energie electrică;
- obligația de achiziție a gazelor naturale pentru clienții finali din portofoliu;
- montarea detectoarelor de gaze naturale;
- 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 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;

- accesul la sistemele de distribuție a gazelor naturale;
- racordarea la rețelele electrice de interes;
- racordarea la sistemul de distribuție al gazelor naturale;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor de utilizare a gazelor naturale;
- alimentarea cu energie electrică a clienților finali casnici, utilizând instalațiile electrice realizate pentru racordarea organizării de șantier;
- transmiterea rapoartelor de activitate de către operatorii economici autorizați în domeniul gazelor naturale;
- nerespectarea termenului de depunere a documentațiilor tehnice în vederea obținerii autorizațiilor pentru executarea lucrărilor de racordare la sistemul de distribuție al gazelor naturale;
- proiectarea, verificarea, execuția, recepția și punerea în funcțiune a instalațiilor electrice;
- întocmirea și transmiterea rapoartelor de activitate și de informare a consumatorilor;
- eficiența energetică a marilor consumatori de energie.

Concomitent cu măsurile contravenționale s-au făcut propuneri pentru aplicarea de măsuri complementare, constând în suspendarea autorizațiilor/atestatelor, pentru anumite categorii activități, la un agent economic.

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*, completat prin **Ordinul ANRE nr. 175/2018** prin care se face derogarea de la prevederile privind confidențialitatea dosarului unei dispute exclusiv în situația în care, comisia, pe parcursul procedurii de soluționare a disputelor, identifică abateri de la dispozițiile legale aplicabile în domeniul energiei electrice și gazelor naturale.

Pe parcursul anului 2018 au fost supuse soluționării un număr de **9 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 dosarelor și a parcurgerii etapelor pentru soluționarea disputelor conform prevederilor regulamentului aplicabil, **2 dosare au fost respinse**, s-au emis **6 hotărâri de soluționare** (ultima dintre acestea a fost emisă în luna ianuarie 2019), iar **o dispută s-a încheiat prin înțelegerea părților** înainte de începerea procedurii de soluționare.

În cursul anului 2018 au fost primite **4 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.

Referitor la situația gestionării dosarelor în instanță în cursul anului 2018 s-au derulat 455 cauze din care:

1. 210 dosare privind plângerile contravenționale (100 dosare încă în derulare, 103 dosare câștigate definitiv de ANRE, 7 dosare pierdute de ANRE);
2. 240 cauze privind anularea unor acte administrative (120 încă în derulare, 118 câștigate definitiv ANRE, 2 pierdute definitiv);
3. 1 cauza penală / câștigată definitiv de ANRE;
4. 4 cauze (codul muncii, transparență) / câștigate definitiv de ANRE.